

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA:
UBICACION ÓPTIMA DE LOS PMU EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE
POTENCIA.**

**AUTOR:
JAIME ELOY VILLA MOYA**

**DIRECTOR:
Dr. CARLOS FABIAN GALLARDO QUINGATUÑA (Ph.D)**

Quito, febrero de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Jaime Eloy Villa Moya autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 28 de Febrero del 2015

Jaime Eloy Villa Moya

CC: 171343685-3

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento de la “Ubicación Óptima de los PMU en un Sistema Eléctrico de Potencia” realizada por el Sr. Jaime Eloy Villa Moya, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 28 de Febrero del 2015

Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (Ph.D)

DIRECTOR

DEDICATORIA.

Jaime Eloy Villa Moya

*Este proyecto es dedicado con mucho amor a mis padres por todas las enseñanzas
brindadas en toda mi vida, simplemente lo que soy es por ustedes.*

A mis hermanos por el apoyo incondicional durante todo este tiempo.

*A mi Esposa e hijo por el empuje y sobre todo el amor que me brindan siempre,
definitivamente han sido un pilar fundamental en mi vida.*

A mis amigos y familiares.

*Y lo más importante a Dios por darme la fortaleza para no rendirme y seguir
siempre adelante.*

.

AGRADECIMIENTO.

Jaime Eloy Villa Moya

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por haber sembrado en mí los conocimientos y la convicción de servir a Dios y a la gente con responsabilidad y amor por lo que uno hace.

Al Dr.. Carlos Gallardo (Ph.D), quien con su conocimiento y paciencia me ayudó a realizar este trabajo.

A mi amigo y compañero que me brindó su ayuda incondicional en los problemas encontrados en la realización del mismo.

INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	II
CERTIFICA:	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
INDICE GENERAL	VI
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS	X
INDICE DE ANEXOS	XI
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XII
Resumen	XIII
Abstract	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	2
ENFOQUE TEÓRICO	2
1.1 Conceptos	2
1.1.1 Unidad de Medición Fasorial (PMU)	2
1.1.2 Elementos de una PMU	4
1.1.3 Características del equipo	4
1.1.3.1 Precisión	6
1.1.4 Aplicaciones de las PMUs	7
1.1.5 Instalación de una PMU	9
1.2 Observabilidad	10
1.2.1 Definiciones	10
1.3 Reglas de observabilidad para PMUs	11
1.4 Colocación de los PMU para observabilidad completa	14
1.5 Situación actual de los PMU en el Mundo	16
1.5.1 China	16
1.5.2 Brasil	17
1.5.3 Croacia	17
1.6 Situación actual de los PMU en el Ecuador	18
1.6.1 Arquitectura del Sistema WAMS implementados	18
1.6.2 Características de las PMU instaladas en el SNI	18

1.6.3 Ubicación de las PMUs en el S.N.I.	19
CAPITULO II.....	21
ENFOQUE PRÁCTICO	21
2.1 Enfoques para una Estrategia Integral	21
2.2 Modelos de colocación.....	22
2.3 Colocación Algoritmos.....	24
2.3.1 Los Métodos precedentes.....	25
2.3.1.1 Árbol de extensión	26
2.3.1.2 Programación Entera.....	27
2.4 Programación para la instalación.....	28
2.4.1 Profundidad de inobservabilidad	29
CAPITULO III.....	31
REGLAS DE REDUCCION Y COLOCACION DEL MODELO	31
3.1 Normas de Reducción.....	31
3.1.1 Transformadores	31
3.1.2 Generadores y cargas	32
3.1.3 Líneas de CC o DC	33
3.1.4 Barras inmedibles	34
3.1.5 Derivaciones Switched	34
3.1.6 Condensadores en Serie	35
3.1.7 Barra simulada	36
3.1.8 Barra Falsa	36
3.1.9 Barras aisladas	37
3.3 Colocación del Algoritmo	38
3.3.1 Algoritmo aleatorio de Greedy	39
CAPITULO IV	45
MODELAMIENTO PARA LA UBICACIÓN DE UN PMU	45
4.1 Programación Basada en MATLAB.	45
4.2 Aplicación del modelo.....	54
4.2.1 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 57 barras.	54
4.2.1 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 118 barras.	54
4.3 Comparación gráfica.	55

4.4 Análisis de resultados.....	56
CONCLUSIONES:.....	60
RECOMENDACIONES:.....	63
BIBLIOGRAFIA	64
ANEXOS	66
ANEXO A	67
BASE DE DATOS IEEE.....	67
ANEXO B	97
RESULTADOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA IEEE.	97
ANEXO C	99
PROGRAMA DE REDUCCION.....	99

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: <i>Representación del fasor de una onda sinusoidal.</i>	3
Figura 1.2: <i>Red Fasorial Típica.</i>	4
Figura 1.3: <i>Vector Error Total.</i>	7
Figura 2.1: <i>Modelo para un sistema de alimentación típica.</i>	23
Figura 2.2: <i>Colocación modelo de representación de la figura 2.1</i>	24
Figura 2.3: <i>Algoritmo para el Arbol de expansión en el sistema de barras IEEE 14.</i>	26
Figura 2.4: <i>Ilustración de Profundidad 1 y 2 de inobservabilidad. Las barras rojas se observan directamente, las barras azules y son calculadas, y las barras negras son inobservables.</i>	30
Figura 3.1: <i>: Reducción Ilustrada de Transformador.</i>	32
Figura 3.2: <i>: Subestación Súper-barra Reducción Ilustrada.</i>	33
Figura 3.3: <i>: Reducción Ilustrada de una línea DC</i>	33
Fuente: <i>Autor</i>	33
Figura 3.4: <i>: Reducción Ilustrada de Barra inmedible.</i>	34
Figura 3.5: <i>: Reducción Ilustrada de derivación conmutada (Swich).</i>	35
Figura 3.6: <i>Reducción Ilustrada de Condensadores en Serie.</i>	35
Figura 3.7: <i>Reducción Ilustrada de Barra simulada.</i>	36
Figura 3.8: <i>El Sistema de Potencia IEEE 14-Barras.</i>	41
Figura 3.9: <i>Grafica resultante de colocación con la utilización de la utilización de las reglas de reduccion y observabilidad IEEE 14 barras.</i>	44
Figura 4.2: <i>Algoritmo de elección para modelo de colocación.</i>	53
Figura 4.3: <i>Ventana de resultados del modelo programado en MatLab IEEE 57 barras.</i>	54
Figura 4.4: <i>Ventana de resultados del modelo programado en MatLab IEEE 118 barras.</i>	55
Figura 4.5: <i>Comprobación manual de resultados IEEE 57 barras.</i>	56
Figura A: <i>Diagrama Unifilar del sistema IEEE 118 barras.</i>	96
Figura B.1: <i>Ventana de resultados del sistema IEEE 14 barras</i>	98
Figura B.2: <i>Ventana de resultados del sistema IEEE 30 barras</i>	98

INDICE DE TABLAS

TABLA 3.1: <i>Tabla de observabilidad sin reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.</i>	42
TABLA 3.2: <i>Tabla solución sin reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.</i>	42
TABLA 3.3: <i>Tabla de observabilidad con reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.</i>	43
TABLA 3.4: <i>Tabla solución con reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.</i>	43
TABLA 4.1: <i>Tabla de comparación de PMU respecto a métodos anteriores IEEE 14 barras.</i>	56
TABLA 4.2: <i>Tabla de redundancia soluciones PMU IEEE 14 barras.</i>	57
TABLA 4.3: <i>Tabla de redundancia soluciones PMU IEEE 30 barras.</i>	57
TABLA 4.4: <i>Tabla de distribución de PMU en diferentes sistemas.</i>	58

INDICE DE ANEXOS

ANEXOS	66
ANEXO A	67
BASE DE DATOS IEEE.....	67
ANEXO B	97
RESULTADOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA IEEE.	97
ANEXO C	99
PROGRAMA DE REDUCCION.....	99

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AC	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
WAMS	Sistema de monitoreo de área amplia
DOU	Profundidad de la inobservabilidad (Depth of Unobservability)
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
MATLAB	Laboratorio Matemático, programa computacional matemático
TVE	Vector de Error Total
NASPI	Eastern Interconnect Phasor Project North American Synchrophasor Initiative
PDC	Concentrador de Datos de Fasores
PMU	Unidad de medición fasorial
IED	Dispositivos electrónicos inteligentes
SCADA	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de datos
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TPs	Transformadores de Potencial
TCs	Transformadores de Corriente
FACTS	Sistema Flexible de Transmisión de corriente Alterna

Resumen

“Ubicación Óptima de los PMU en un Sistema Eléctrico de Potencia”

Jaime Eloy Villa Moya

jimmyevm@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—El presente proyecto de tesis desarrolla una metodología que analiza y determina la ubicación óptima de un PMU, ubicación en la que permita monitorear en tiempo real a un sistema eléctrico de potencia, considerando reglas que minimiza la cantidad de dispositivos PMU y a su vez la opción de analizar los mejores lugares para la colocación de los mismos en un sistema eléctrico, sin perder la capacidad de observabilidad total del sistema, el modelo es programado y presentado en la herramienta informática *MATLAB*; primeramente se realiza la programación de tal manera que siga reglas y normas que permitan reducir el sistema eléctrico, estas reglas y normas, se adaptan al planteamiento del algoritmo de Greedy (codicioso) o la teoría de gráficos, obteniendo como resultado varias opciones de colocación las cuales varían dependiendo de la complejidad del sistema y pueden ser analizadas por el planificador dependiendo de las prioridades que tenga el sistema eléctrico.

Índice de Términos— Sincrofasores, Observabilidad completa, PMU, Algoritmo de Greedy, criterio de fin, barras, líneas, inyección, randomico, transformadores, reglas de reducción.

Abstract

“Optimal Ubication of the PMU in a electrical power system”

Jaime Eloy Villa Moya

jimmyevm@hotmail.com

Salesian Polytechnic University

Abstract— This draft thesis develops a methodology that analyzes and determines the optimal location of a PMU location that allows to monitor real time the electric power systems , considering rules that minimizes the amount of PMU devices and in turn the option analyze the best places to placing them in an electrical system, without losing the capacity to complete observability of the system, the model is programmed and presented at the MATLAB software tool; first is made programming so that follow rules and norms that reduce the electrical system, these rules and regulations __, adapt to approach Greddy algorithms and graph theory, resulting in several placement options which vary depending the complexity of the system and can be analyzed by the scheduler depending on the priorities having the electrical system..

Index of Terms— Synchrophasors, complete observability, PMU, Greddy algorithm, end criterion, bus, branch, injection, a randomized, transformers, reduction rules..

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la colocación de las unidades de medición de fasorial (PMU) en los sistemas de transmisión eléctrica de potencia, se han vuelto de gran importancia. Por lo que se han desarrollado una variedad de algoritmos para determinar las mejores ubicaciones para la instalación de un PMU. Sin embargo estos algoritmos de colocación no son adaptables a todos los sistemas reales y no cubren todo el proceso, de tal manera que los resultados pueden afectar al momento de tomar una decisión oportuna y eficaz dentro del sistema eléctrico de potencia (S.E.P.).

Estos dispositivos ya se encuentran implementados en diferentes regiones y países del mundo con resultados muy alentadores y ofreciendo la capacidad de implementar un control o a su vez la toma de decisiones dentro de un sistema eléctrico en tiempo real, un ejemplo de estos son los Sistemas de monitoreo en áreas extendidas WAMS, sin embargo el uso de estos dispositivos ha generado muchas teorías en el que se discute y se analiza las mejores opciones para su colocación, es decir ocupar el menor número de dispositivos de tal manera que no se pierda la capacidad de observabilidad completa u óptima. Es por ello que en esta tesis se analizará y se propondrá una opción en la que se pueda poder reducir o encontrar los lugares óptimos para la colocación de los PMU sin perder la capacidad de observar totalmente al sistema eléctrico de potencia.

CAPITULO I

ENFOQUE TEÓRICO

En este capítulo se trataran los conceptos básicos y definiciones relacionados a tema de la tesis, tomando en cuenta las tecnologías y características de los mismo.

La corriente alterna ha sido analizada por más de un siglo y desde entonces se lo conoce como fasor. En los sistemas eléctricos de potencia, los fasores son utilizados para poder analizar la cantidad de corriente alterna, Tomando como referencia una frecuencia constante. Desde hace poco tiempo atrás ha venido desarrollándose una nueva técnica que sincroniza el cálculo de un fasor de tiempo absoluto, la cual es conocida como medición de fasores sincronizados o sincrofasores.

1.1 Conceptos.

1.1.1 Unidad de Medición Fasorial (PMU).

Las unidades de medición sincrofasorial (PMU's) son dispositivos electrónicos inteligentes (IED) muy avanzados, que permiten medir los sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos del SEP, las PMU ayuda a realiza mediciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes[1].

A partir de los datos obtenidos se calculan las tensiones e intensidades de secuencia positiva y se marcan en el tiempo, mediante un GPS, asignándoles permanentemente el microsegundo exacto en que se ha hecho la medición de los fasores. El dispositivo arregla un mensaje con la marca de tiempo y los datos del fasor en un formato definido por la norma IEEE 1344, de modo que puede transmitirse a un lugar distante, a través de cualquier enlace de comunicación que se encuentre disponible. Los datos de secuencia positiva de los fasores, de todas las subestaciones provistas de dichos dispositivos se centralizan en un lugar apropiado utilizando un concentrador de datos o se intercambian entre unidades locales para realizar las aplicaciones de protección y/o control[2].

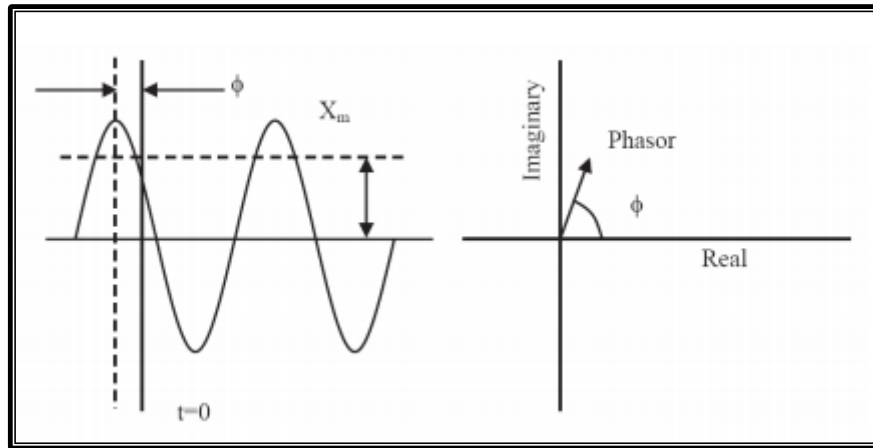


Figura 1.1: Representación del fasor de una onda sinusoidal.

Fuente: [2]Araque, G. J., & Barba, R. (n.d.). *Unidades de Medición Fasorial - PMU*, 44–50

La unidad de medición fasorial (PMU) tiene el potencial de cambiar la forma de monitorear los sistemas eléctricos de potencia y el cómo son controlados. Este dispositivo tiene la capacidad de medir corriente, tensión y calcular el ángulo entre dos puntos por medio de los ángulos de fase en todo el sistema como se muestra en la figura 1.1, y esto se puede calcular en tiempo real.

Esto es posible debido a dos importantes ventajas sobre los métodos tradicionales siendo estas el marcado de tiempo y la sincronización. Los algoritmos detrás de la medición fasorial se remontan al desarrollo de los Symmetrical Component Distance Relays (SCDR) en la década de 1970. El gran avance de los SCDR fue la capacidad para calcular simétricamente la tensión de secuencia positiva utilizando una recurrente Transformada Discreta de Fourier.

Una PMU constituye la integración de dos dispositivos en un solo equipo, un dispositivo de Reloj controlado por satélites, a través de GPS, y un dispositivo de medición integrado con un algoritmo propietario, que en una ventana de tiempo determinada, filtra varias muestras de datos a fin de obtener la mejor información. En la figura 1.2 se muestra una red fasorial típica donde la PMU se encarga de medir los fasores, y transmitir los datos por medio de enlaces de comunicaciones adecuados hacia un Concentrador de Datos de Fasores (PDC), y con la ayuda de un software especializado se puede visualizar toda la información fasorial del sistema y todos los demás parámetros mediante los cálculos adecuados en base a la información obtenida.

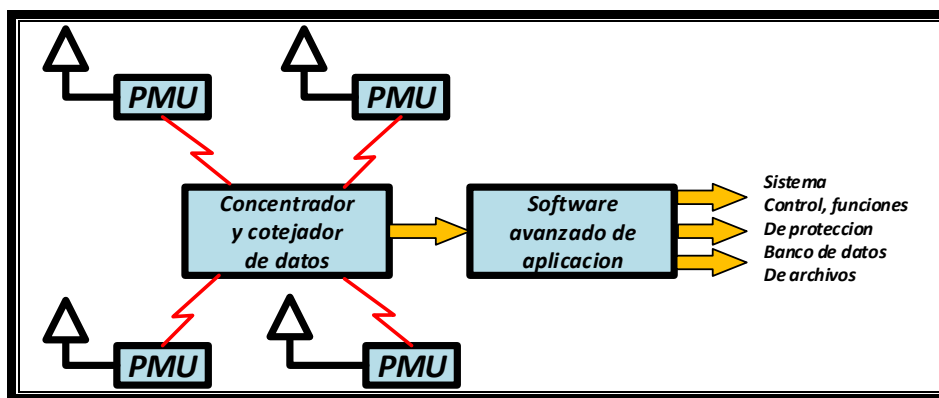


Figura 1.2: Red Fasorial Típica.

Fuente:[2] Araque, G. J., & Barba, R. (n.d.). *Unidades de Medición Fasorial - PMU*, 44–50

Estas mediciones de fasores permiten monitorear la estabilidad y análisis de flujos, la desviación de sistemas de tiempo, frecuencia, la recolección de datos interna y almacenamiento de eventos[2].

1.1.2 Elementos de una PMU.

Algunos de los elementos principales de una PMU son:

- Filtro Antialiasing, filtra las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, para evitar que estas sean digitalizadas.
- Conversor Análogo/Digital, transforma las medidas análogas de voltajes y corrientes en valores digitales.
- Microprocesador, calcula los valores fasoriales aplicando la transformada discreta de Fourier y/o algoritmos propietarios.
- Receptor de señales de GPS, permite la sincronización de las medidas a una misma referencia de tiempo.
- Transductor de comunicación, constituye el canal de salida para la transmisión de datos fasoriales[3].

1.1.3 Características del equipo.

Entre las principales características de un PMU tenemos:

- Medir los fasores de corriente y voltaje, permitiendo monitorear la estabilidad angular y dinámica de los sistemas de potencia y analizar el sistema eléctrico de potencia con una precisión de $\pm 1\mu\text{S}$.
- La PMU permite tomar muestras cada ciclo o dos, es decir hasta 60 muestras en un segundo.

- La Medición de los sincrofasores se realiza con la referencia de tiempo UTC (unidad de tiempo coordinado), con la cual la PMU genera una onda cosenoidal perfecta a frecuencia y amplitud nominal, que es la señal de referencia con la que se comparan las señales de entrada.

Las PMUs se volvieron populares a causa de los grandes apagones del 2003 en el noreste de USA e Italia, ya que se despertó el interés de poder observar la condición de toda la red, evaluar la estabilidad del sistema, operar el sistema mediante la información proporcionada con los ángulos de los fasores de voltaje y predecir problemas.

La industria tiempo atrás comenzó con el desarrollo de la tecnología de medición de sincrofasores, por lo que se creó un primer protocolo (IEEE 1344) publicado en 1995. Sin embargo cuando ocurrieron los apagones en el 2003, las PMUs ya se encontraban disponibles, lo que hizo que se iniciara el uso de esta tecnología y se crearan proyectos como EIPP (Eastern Interconnect Phasor Project) para aplicar la medición de sincrofasores en amplias áreas para el monitoreo y control y así mejorar la fiabilidad del Sistema Eléctrico.

Siguiendo con esta iniciativa se fundó en Estados Unidos la NASPI (North American Synchrophasor Initiative), y en Europa, la Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) quien también está utilizando WAMS con PMUs para observar el estado del sistema.

Desde varios años la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica sufre de drásticos cambios lo que se convierte en verdaderos desafíos para los operadores del sistema, ya que el consumo de energía crece en todo el mundo pero la infraestructura eléctrica no puede crecer al mismo ritmo.

Los grandes centros de generación se construyen en instalaciones que contienen el recurso hídrico o eólico, lo que hace que estén lejos de los centros de consumo. Esta característica, junto a la necesidad de apertura de los mercados de energía entre grandes zonas y países, hace que las áreas de las redes eléctricas se extiendan y sea

más difícil de monitorear y controlar las mismas, dando lugar a fallas en la red por desconocimiento de lo que sucede en áreas vecinas y no tener una misma referencia de tiempo para todas, lo que hace indispensable la medición de los sincrofasores para analizar estos problemas y reaccionar oportunamente.

Las PMUs son instaladas en todas las ubicaciones importantes de la red, que necesiten ser monitoreadas. Las PMUs tienen un tiempo de sincronización típico del GPS y basado en este tiempo de referencia, las magnitudes y fases (ángulos) de los Voltajes y Corrientes son medidas en todos los puntos de la red donde estén ubicadas las PMUs, los datos medidos por las PMUs tienen una referencia de tiempo única sincronizada mediante GPS.

La totalidad de los datos de mediciones se transmite a través de enlaces de comunicación de banda ancha al centro de monitoreo, en el cual estos datos son recolectados, ordenados en el tiempo, guardados y puestos a disposición de las aplicaciones de los sistema SCADA.

Estas mediciones se procesan en forma de fasores complejos, tomando como referencia una señal de función coseno perfecta la cual tiene su máximo positivo en $t=0$, que es el comienzo de UTC segundos y de frecuencia igual a la nominal de la red de alimentación. Estos datos son exactamente especificados y son estampados con sellos de tiempo, el cual esta sincronizado en todos puntos del sistema, lo que hace que se puedan comparar directamente y ser procesados. Así, los datos de sitios distantes se puede comparar fácilmente y con seguridad para un análisis de fallas rápido y fiable[3].

1.1.3.1 Precisión

El Vector de Error Total (TVE) es una medida que permite evaluar la exactitud de las mediciones de un PMU. La figura 1.3 muestra la relación entre el fasor real, el fasor medido y el TVE para un ϵ límite arbitrario para el PMU.

El TVE combina los errores de la magnitud y fase. El error máximo para la medición de la magnitud sin error de fase, seria $\pm \epsilon$. El error de fase máxima se produce cuando

el fasor medido es una tangente a la región circular TVE. La norma especifica un límite de $\varepsilon = 1\%$ para la mayoría de los casos, esto corresponde a un error de fase máxima de $0,57^\circ$.

La norma define la precisión para condiciones estacionarias, es decir, en magnitud y frecuencia constante de la señal medida[3].

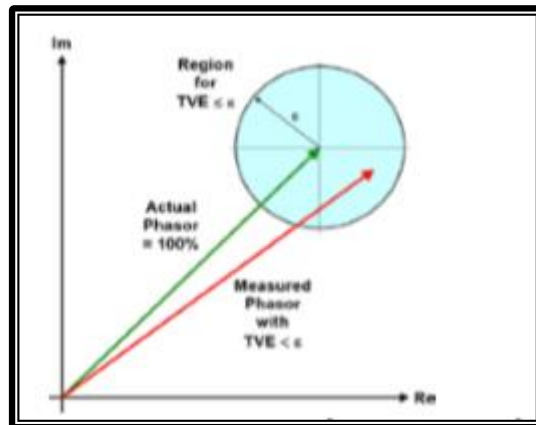


Figura 1.3: Vector Error Total.

Fuente: [3]TORRE, A., & LARCO, I. (2013). "Análisis Técnico Para la Implementación de un Sistema de Monitores de Área Extendida (WAMS) En el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador." Dspace.ups.edu.ec. Retrieved from <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1823/11/UPS-YT00077.pdf>

1.1.4 Aplicaciones de las PMUs

Los PMU son una herramienta muy útil para un sistema de poder dinámico de monitoreo, análisis y control, que ya ha sido demostrado mediante la utilización de mediciones PMU, para explicar o prevenir algunos eventos en gran escala de los sistemas eléctricos de potencia[4].

Para la protección local de los elementos individuales como generadores, transformadores, líneas y barras, los relés de protección con tiempos de respuesta de varios milisegundos, son suficientes, pero para proteger un área, los datos de las PMUs se deben integrar a las aplicaciones SCADA para obtener una visión dinámica de la red y poder protegerla, ya que actualmente aunque los sistemas SCADA, permiten la visualización de todo el sistema eléctrico, los tipos de datos limitados proporcionan

una visión relativamente estática.

A continuación se describen las principales aplicaciones[3]:

1. Las aplicaciones de las PMUs se pueden englobar en el concepto de WAMPAC, que es un sistema de monitoreo protección y control de una área extendida que abarca los sistemas:

- Sistema de monitoreo de área amplia (WAM).
- Sistema de protección área amplia (WAP).
- Sistema de operación y control de área amplia (WAC).

2. ESTIMADOR DE ESTADO

El estimador de estado es una función central de cada sistema de control. Su objetivo es mostrar los fasores de voltaje de los nodos más importantes de la red y la energía que fluye entre ellas con la mayor precisión posible. Por lo tanto, la topología de la red como el estado de los disyuntores y seccionadores, las potencias real y reactiva en los alimentadores y las tensiones en las barras son monitoreados y medidos.

El estado actual de la red se calcula a partir de estos datos de medición y otros parámetros de red como impedancias de línea, configuración de los conductores, datos del transformador, entre otras. Debido a las bajas variaciones de datos y las mediciones no sincronizados, los problemas de convergencia pueden producirse en condiciones dinámicas. La estimación de estado puede ser mejorada mediante las PMUs con medidas sincronizadas de los fasores de voltajes y corrientes ya que tendremos sin necesidad de correr flujos de potencia las medidas de los sincrofasores en cada barra del sistema y solo se calcularían potencia activa y reactiva sin necesidad de otros parámetros de la red[3].

1.1.5 Instalación de una PMU.

Las señales de entrada a la PMU son tomadas de los elementos primarios de medición, TCs (Transformadores de Corriente) y TPs (Transformadores de Potencial), de la mejor calidad o clase, bajo los siguientes criterios:

- Señales de voltaje de barra utilizando el circuito de protección secundaria a continuación de los interbloques del seccionador de barra 1 y el seccionador de barra 2.
- Señales de corriente de los TCs de medición de cada una de las fases, ubicando el PMU al final del circuito y desplazando el neutro hacia la PMU.
- Para la alimentación de la PMU, se configura una alimentación auxiliar de 125 Vcc.

En el caso de varias PMUs se utiliza un circuito para cada una. La conexión de las señales de voltaje y corriente a la PMU es la conocida como “3 Ph, 4W, 3e”, es decir, se conecta el PMU mediante 3 TP's, y 3 TC's incluyendo el neutro[5].

La Fig. 1.4 presenta el diagrama trifilar de conexiones de una PMU.

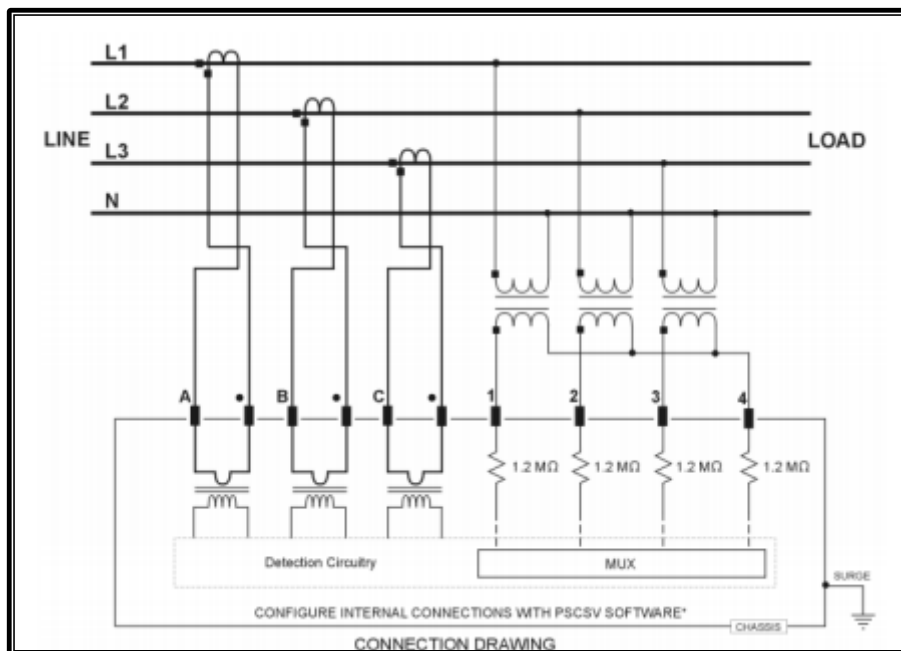


Figura 1.4: Diagrama de conexiones de la PMU Arbiter 1133^a

Fuente: Cepeda, J., Echeverría, D., & Argüello, G. (2014). *CENACE 's Experiences on Implementing a Wide Area Monitoring System (WAMS) in the Ecuadorian Power System, (Concapan Xxiv).*

1.2 Observabilidad.

1.2.1 Definiciones

Una de las definiciones más acertadas como concepto de observabilidad es el siguiente:

*"La observación del sistema de potencia se refiere al hecho de que los conjuntos de medición y su distribución son suficientes para resolver el estado actual de los sistemas de energía."*¹

Esta sección introduce algunas otras terminologías de observabilidad que se utilizará a lo largo de la tesis.

- Una barra directamente observable: es donde se encuentra una PMU y la magnitud de la tensión y el ángulo son medibles.
- Una barra calculada: es observable por otros PMUs, pero no tiene un PMU propio.
- Una barra es no observada o no observable: si no se puede calcular debido a uno o más parámetros que son desconocidos, tales como la inyección, la conexión de corrientes de las líneas, o la falta de cualquier fasores de tensión vecina.
- Inyección es considerada a las variables de generación o de carga que puede cambiar el ángulo de fase de la barra en donde estén conectadas.

Definiciones precisas de barra, línea, y la inyección, ya que se relacionan con la colocación de un PMUs se verán más adelante.

¹ Z. Hong-shan, L. Ying, M. Zeng-qiang, and Y. Lei, "Sensitivity Constrained PMU Placement for Complete Observability of Power Systems," 2005 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific, pp. 1–5, 2005.

- Observabilidad total o Completa se refiere a un sistema en el que todas las barras están directamente bien observadas o calculadas.
- Observabilidad incompleta se refiere a un sistema en el que no se observan algunas barras.
- Profundidad de la imposibilidad de observación es un concepto que se utiliza para cuantificar la forma en la que un sistema observable es incompleta. Este concepto será definido en más detalle más adelante.
- El objetivo general es encontrar el conjunto más pequeño y de mínima colocación de PMUs. Se trata de un conjunto de barras que requiere la expansión de PMUs para cumplir los requisitos mínimos de plena observabilidad. Si se elimina cualquier PMU partir de un conjunto mínimo de colocación, el sistema ya no sería completamente observable. Un conjunto mínimo de colocación de PMUs, se dice que será óptimo, si este es el conjunto más pequeño posible, que proporcionaría plena observabilidad. Como se explica más adelante, puede ser imposible saber si un conjunto colocación PMU mínimo es realmente la más pequeña posible para un sistema.

1.3 Reglas de observabilidad para PMUs.

La colocación de una PMU en cada subestación sin duda proporcionará todas las magnitudes necesarias de voltaje y los ángulos de observación del sistema en tiempo real; sin embargo, esto es redundante debido a un atributo importante de la PMUs. Siempre que conozca de una barra la magnitud de la tensión y su ángulo, todos los fasores de corriente, y los parámetros de la línea de conexión son conocidos y es posible que en todas las barras que se conectan a esta, se pueda calcular las tensiones y sus ángulos. Por la ley de Ohm, si se conoce la magnitud de la tensión o de la fase en una barra A, el voltaje en el barra B sería la tensión en el barra A menos la caída de tensión provocada por la corriente que viaja a través de la línea de conexión. Éste configura la primera regla de observabilidad, que todos los barras conectadas a un barra directamente observada son observables y viceversa, según se ilustra en la Figura 1.5.

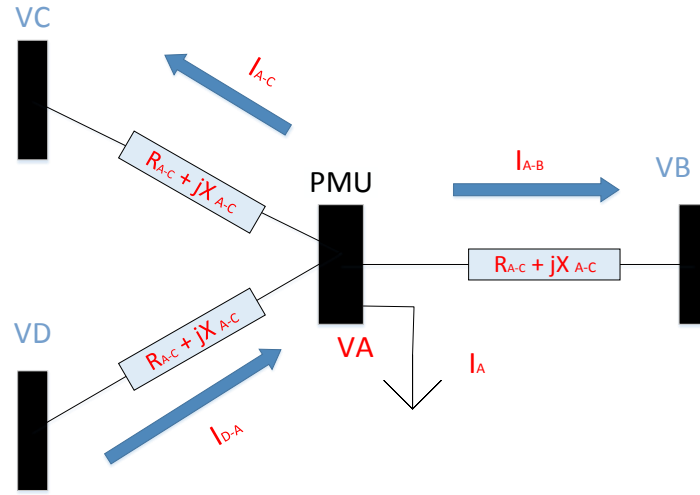


Figura 1.5: Ejemplo de la Primera Regla Observabilidad. Los valores en rojo son ya conocidos, los valores azules se pueden calcular

Fuente: Autor

$$V_B = V_A - I_{AB}(R_{AB} + jX_{AB}) \quad (1)$$

$$V_C = V_A - I_{AC}(R_{AC} + jX_{AC}) \quad (2)$$

$$V_D = V_A - I_{DA}(R_{AD} + jX_{AD}) \quad (3)$$

Esto reduce significativamente el número de PMUs (y por tanto de costo) necesarios para la observabilidad completa. Debido a esto, se estima que para un sistema real[6], los PMUs están obligados a estar en un mínimo de 20% a 30% de las barras para lograr observabilidad completa del sistema[7]. Debido a la capacidad de un PMU para observar barras vecinas.

Existen muchas situaciones especiales en las que una barra puede calcularse incluso si no está conectado a un barra directamente observable. Las siguientes reglas generales cubren muchas de estas situaciones en las que una barra que no tiene inyección, por ejemplo si se observa una barra sin inyección y todos menos una de sus barras conectadas es observable, entonces, la barra no observable se convierte en observable[8].

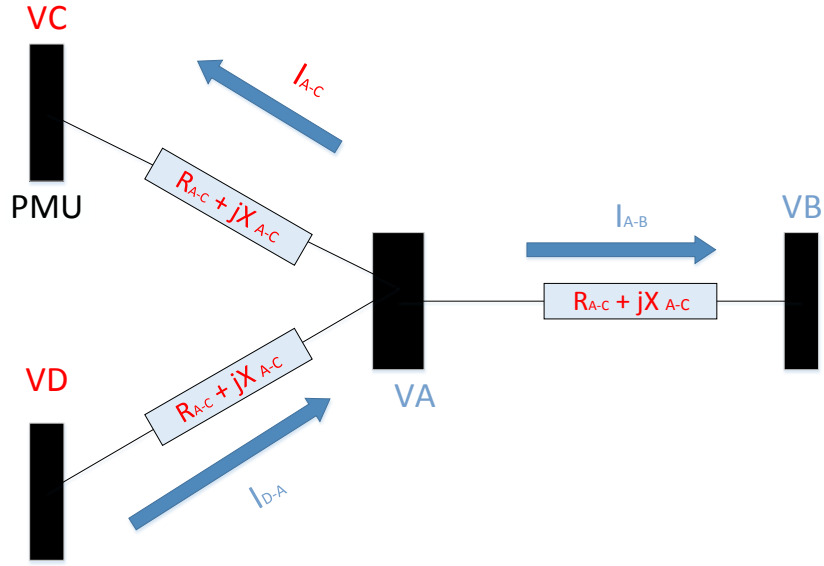


Figura. 1. 6: Ejemplo de la Segunda Regla Observabilidad

Fuente: Autor

$$V_A = V_C + I_{AC}(R_{AC} + jX_{AC}) \quad (4)$$

$$I_{DA} = \frac{V_D - V_A}{R_{AC} - jX_{AC}} \quad (5)$$

$$I_{AB} = I_{DA} - I_{AC} \quad (6)$$

$$V_B = V_A + I_{AB}(R_{AB} + jX_{AB}) \quad (7)$$

Una barra no observable y que no posea inyección conectada sólo a barras observable es en sí mismo observable.

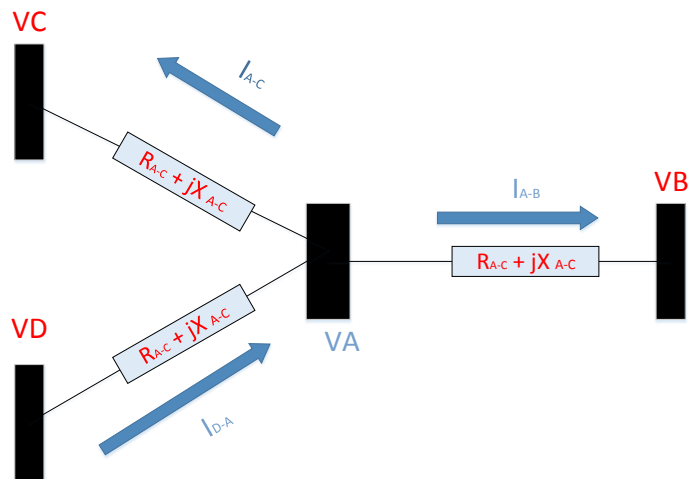


Figura. 1. 7: Ejemplo de la Tercera Regla Observabilidad

Fuente: Autor

$$V_A = V_B + I_{AB}(R_{AB} + jX_{AB}) \quad (8)$$

$$V_A = V_C + I_{AC}(R_{AC} + jX_{AC}) \quad (9)$$

$$V_A = V_D - I_{DA}(R_{AD} + jX_{AD}) \quad (10)$$

$$0 = I_{DA} - I_{AC} - I_{AB} \quad (11)$$

Podría haber otras reglas observabilidad específicas, pero las tres reglas declaradas cubrirían la gran mayoría de las situaciones y son adecuadamente completas y fácil de implementar en los algoritmos de colocación.

Por lo tanto podemos concluir estas las tres reglas básicas:

1. Todas las barras vecinas a una barra con un PMU son observables a sí mismos.
2. Si todos menos una barra vecina a una barra observable sin inyección son por sí mismos observables, entonces todos los barras vecinas son observables.
3. Si todas las barras vecinas a una barra sin inyección, son observables, entonces esa barra también es observable.

1.4 Colocación de los PMU para observabilidad completa.

En 1.1.4 se proporciona un resumen de las posibles aplicaciones para un PMU. Por lo que, con esta tesis, se busca desarrollar un método para la observabilidad completa del sistema (o al menos una observabilidad uniformemente incompleta dispersando los PMUs), ya que cubre la mayoría de las aplicaciones. Si una plena observabilidad del sistema en tiempo real es el objetivo declarado de la estrategia de un planificador de PMU, entonces es obvio que el algoritmo de colocación debería tener como objetivo la plena observabilidad. Estas aplicaciones pueden incluir la estimación de estado en tiempo real y protección adaptativa.

Dependiendo de la aplicación, el planificador sólo puede querer sincronizar mediciones fasoriales para fines locales limitados, en lugar de medidas integrales de

un área amplia. Las aplicaciones que no dependen de la plena observabilidad o requieren una flota extensa de PMU, puede incluir la gestión de la congestión, el modelado, la separación del sistema, y la restauración del sistema. Más bien un lugar esporádico de las PMUs para una aplicación individual, el propietario todavía debe considerar la planificación para la observabilidad completa del sistema, incluso si no es actualmente posible. Los expertos del sector prevén un futuro en el que se sincronizan todos los sistemas de medición[9]. Los planificadores de PMU podrían obtener una ventaja y ahorrar dinero pero inicialmente pasando por una estrategia similar a esta tesis es decir encontrar un conjunto mínimo de colocación para la plena observabilidad completa.

Por ejemplo, si el propietario de un sistema quiere observar una línea de transferencia congestionada, destacado en la figura 1.8, que probablemente colocaría PMUs en barras x, y, z. Las barras x, y, z pueden no ser una parte del conjunto de colocación mínima, pero las barras A, B, y C pertenecen a este conjunto y también proporcionar las mediciones requeridas para el tiempo real capacidad de transferencia. Al elegir PMUs del conjunto mínimo, el propietario no perdería nada y probablemente ahorraría dinero, si alguna vez, elige actualizar su flota de PMU y obtener plena observabilidad. Esto debe ser considerado para una "hoja de enrutamiento para la implementación" de cualquier sistema, como en [10].

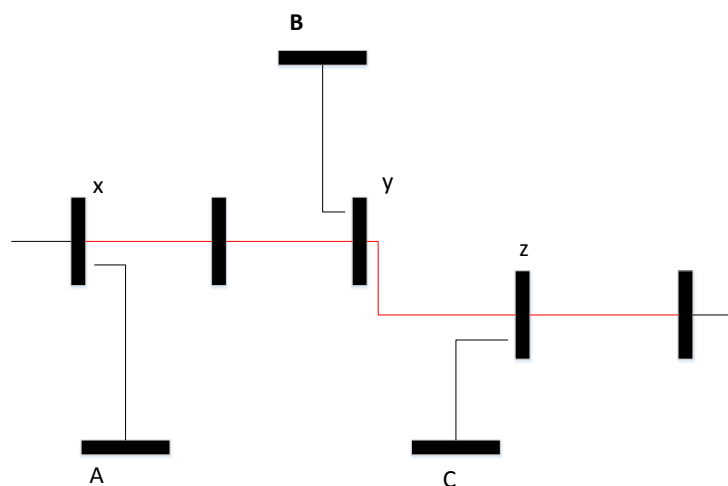


Figura. 1. 8: *Diferente PMU establece capacidad de RTC*

Fuente: *Autor*

1.5 Situación actual de los PMU en el Mundo

Con el desarrollo obtenido por algunas empresas pioneras en la tecnología de mediciones fasoriales para el monitoreo, protección y control de Sistemas de Potencia en grandes áreas (WAMS/WACS/PMU), diferentes compañías, inmersas en el sector eléctrico, el interés por apoyar y complementar el avance de esta tecnología a aumentado. Países de Norte América, Europa, además de Chile, India, Brasil, Rusia y Colombia ya han comenzado a implementar algunas aplicaciones basadas en mediciones de PMU. Aplicaciones como el monitoreo de la estabilidad de tensión, el análisis post-falla, la validación de modelos, la restauración del sistema y tienen en fase de planeación otras como la protección adaptativa, el control en tiempo real y la estimación de estados, entre otras[11].

1.5.1 China.

La instalación de las PMU en China comenzó en 1995. Para el año 2002 ya se encuentran instaladas entre 30 a 40 PMU y varias estaciones principales WAMS, además de tener el desarrollo comercial de las PMU. Para el año 2006 eran 300 PMU instalados, 7 redes WAM regionales y 6 provinciales[12].

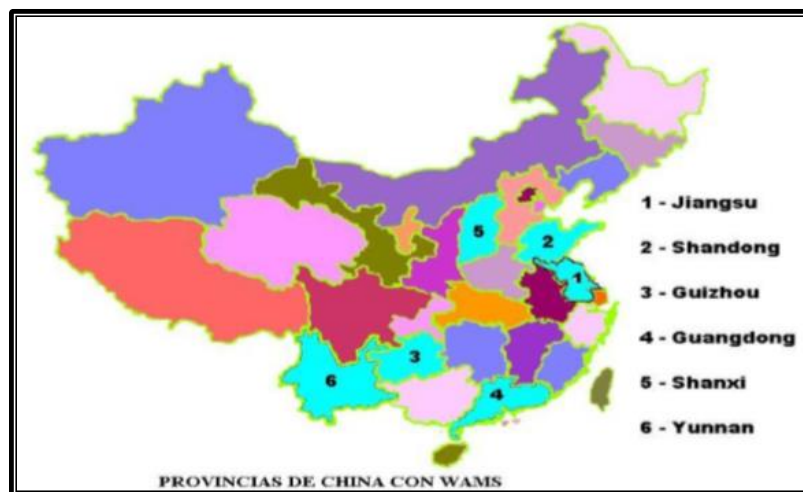


Figura. 1. 9: Provincias de China con WAMS.

Fuente: [12] Yang, Q., Bi, T., & Wu, J. (2007). WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1–6. doi:10.1109/PES.2007.385835

En el 2007 iniciaron los estudios sobre una norma que defina la especificación técnica del PMU y PDC; también empezaron con el desarrollo para la identificación y prevención, para controlar su gran problema de oscilaciones de baja frecuencia. Para el 2009 llegaron a 700 PMU instalados y las principales aplicaciones eran la visualización en tiempo real de la dinámica y la capacidad de transmisión del SEP, la grabación y reproducción de datos de grandes áreas y el monitoreo de oscilaciones de baja frecuencia inter-área[12].

1.5.2 Brasil.

En Brasil con el estudio e implementación de tecnologías de medición fasorial se esperaba aumentar la fiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico de potencia y se proyectan al futuro con aplicaciones en control y protecciones del SEP. Los estudios iniciaron en 1990, pero quedó estancado. En el 2005 se empezó a desarrollar dos proyectos buscando la implementación de sistemas de medidas fasoriales sincronizadas. Sin embargo el año 2003, se tenía desarrollado el proyecto MedFasee, buscando la elaboración y control de un prototipo de un sistema de medición fasorial sincronizada (SPMS) y sus aplicaciones en la supervisión del SEP. El prototipo consta de un PDC y tres PMU instaladas en el sur de Brasil. Una segunda etapa de este proyecto comenzó en el año 2007, con el fin de mostrar las características de la instalación y el funcionamiento de un prototipo WAMS[13].

1.5.3 Croacia.

En el SP de Croacia de 400 kV se implementó un método de estimación de estados híbrido no lineal, basado en mediciones fasoriales y del SCADA, en el cual a partir de los fasores obtenidos de tensión y corriente se adquieren los parámetros, en tiempo real, de las líneas de transmisión (admitancia y capacitancia). Estas medidas en tiempo real, son comparadas con las mediciones convencionales para verificar su validez. Se instalaron 5 PMU, de referencia ABB RES 521, en las principales subestaciones de la red de 400 kV [14].

Para el 2008 continuaban la investigación en la tecnología PMU, con varios

proyectos de desarrollo de software y algoritmos para el control y monitoreo de gran área en el SEP de Croacia, entre los cuales se encuentra el desarrollo de un estimador de estados a partir de mediciones PMU.

1.6 Situación actual de los PMU en el Ecuador.

1.6.1 Arquitectura del Sistema WAMS implementados.

Actualmente existen dos arquitecturas diferentes de sistemas que pueden utilizarse para sincrofasores: concentración central y concentración local. En la arquitectura de concentración central, cada una de las PMU en la subestación envían datos de un fasor al centro de control, donde los datos son concentrados. En la infraestructura local, los PDCs concentran las datos de los PMU en la subestación y luego envían una sola salida desde el PDC hasta el centro de control[3].

La Infraestructura del sistema WAMS del S.N.I. es de concentración central, pero de acuerdo a la expansión del sistema, Sin embargo con las experiencias que se encuentren en la operación del mismo, además de las necesidades y conveniencias que establezca el CENACE, esta infraestructura puede ser modificada, por ejemplo con la instalación de PDCs locales o regionales, Se puede utilizar otra aplicación WAMS o la integración de información de un sistema central WAMS[5].

1.6.2 Características de las PMU instaladas en el SNI.

Las PMUs instaladas en el S.N.I. corresponde a la marca Arbiter modelo 1133A . Este equipo cuenta con el software Power Sentinel CSV, para la configuración de la PMU, que permite conexión por puerto serial o Ethernet al equipo y realizar tareas de configuración[5].

Las principales características de este equipo son [15]:

- Sincronización vía GPS incorporado.
- Precisión para Medición de Ingreso de 0.025%
- Calidad de la energía: Armónicas, Flickers, Interrupción.
- Medición de sincrofasores con referencia absoluta UTC para estabilidad y

análisis de flujo.

- Desviación de Sistemas de tiempo y Frecuencia.
- Recolección de datos interna/Almacenamiento de eventos.
- Permite análisis dinámico de pérdidas en el sistema. Para las comunicaciones posee dos puertos: SERIAL 1 Y SERIAL 2, IEEE 802.3i conector 10 base-T. Los puertos seriales permiten comunicaciones: RS-232, RS485 Half dúplex, Modem V.34 bis Ethernet.

1.6.3 Ubicación de las PMUs en el S.N.I.

En base a estudios realizados por un grupo de especialistas de CENACE, se definieron los puntos de medición, los mismos que están ubicados en subestaciones del S.N.I. responsabilidad de CELEC EP TRANSELECTRIC, empresa de Transmisión. Estas ubicaciones se muestran en la Figura 1.9[5].

Estas ubicaciones debido a que el número actual de PMU no son suficientes para una observabilidad completa, fue determinada por los puntos más críticos del sistema, con la proyección de incrementar los mismos y mejorar la observabilidad es decir realizarla por medio de fases como se hablara más adelante.

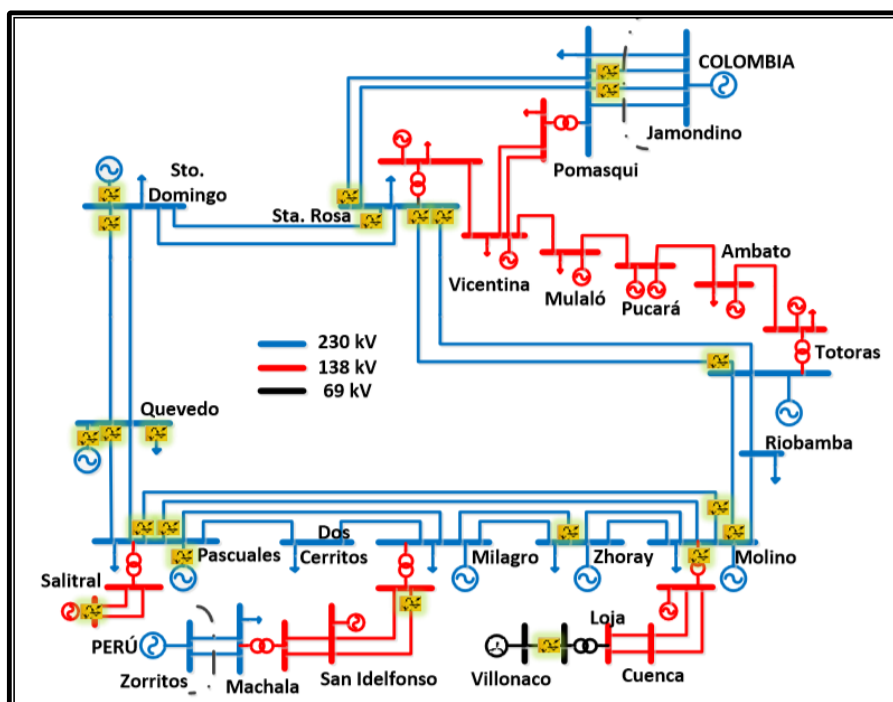


Figura. 1. 10: Diagrama unifilar del SNI con la ubicación física de los PMUs

Fuente: [5] Cepeda, J., Echeverría, D., & Argüello, G. (2014). CENACE 's Experiences on Implementing a Wide Area Monitoring System (WAMS) in the Ecuadorian Power System.

Una vez determinadas las ubicaciones, se realizaron las gestiones y coordinar con CELEC EP TRANSELECTRIC las actividades necesarias para el montaje y puesta en servicio. CENACE y CELEC EP TRANSELECTRIC definieron la conveniencia de implementar una red de datos dedicada e independiente para la adquisición de datos de todas las PMUs, para su transmisión a las diferentes aplicaciones WAMS, con el objetivo de garantizar tiempos adecuados de envío y recepción de mensajes (estándar IEEE C37.118)[16].

En la actualidad se encuentran instaladas 22 PMUs en el S.N.I., pero se pretende la instalación de 8 PMUs adicionales en las principales centrales de generación del Ecuador, esto con el objetivo de realizar análisis de coherencia en el S.N.I. y ampliar la observabilidad de las oscilaciones de baja frecuencia presentes en el sistema[5].

CAPITULO II

ENFOQUE PRÁCTICO

El presente capitulo trata sobre los caminos que se debe tomar para creación de un modelo de colocación, es decir que cada uno de las guías se fundamentaran en las reglas expuestas anteriormente, de igual manera se analizaran métodos y modelos expuestos en investigaciones anteriores a este trabajo sea por ejemplo el árbol de extensión, la programación entera y demás, se tomara como tema la programación de instalación de dispositivos en sistemas a gran escala debido a las características y topología que tiene un SEP, sin embargo debido a estas características se debe entender conceptos como la profundidad de inobservabilidad para la planificación de instalación por fases

2.1 Enfoques para una Estrategia Integral

Para instalar un PMU en un sistema real y ubicarlo para observabilidad completa, tener una estrategia práctica con objetivos claramente definidos, modelos y herramientas debe ser desarrollada desde el principio. El tema central de la colocación de un PMU, es el algoritmo de colocación real, por el que ha recibido mucha atención. Pero a menudo estos algoritmos tienen un alcance limitado, debido a que no va a funcionar bien con ciertos sistemas, y no son adaptables a los modelos de sistemas reales individuales. La instalación de unidades de gestión para una observabilidad completa del sistema, implica una gran inversión.

La estrategia utilizada debe ser práctica y adaptable, y tiene que cubrir todo el proceso, desde la preparación hasta la programación de instalación. Los tres caminos (o pasos) abordan en este modelo de colocación en papel, el algoritmo de colocación, y las etapas de instalación que cubren de todo el proceso. Esta sección orientará sobre las reglas básicas para el desarrollo de una estrategia basada en estos pasos. Cada una de estas cuestiones se definirá y se determinará en cuanto a lo que significa ser práctico y adaptable. En los siguientes se mostraran y explicaran las definiciones y los algoritmos desarrollados en base a esta estrategia respecto a este tema.

2.2 Modelos de colocación.

Uno de los problemas que ha existido y que no ha sido tratado, es cómo colocar o aplicar en un sistema eléctrico real, los algoritmos de colocación de PMUs. Los algoritmos de colocación discutidos en esta tesis y todas las introducidas anteriormente requieren la misma información y aproximadamente el mismo formato.

Es decir requieren una lista de barras, una lista de líneas o matriz de incidencia, y una lista de barras que tengan inyección. Los algoritmos de colocación no tienen en cuenta las ubicaciones físicas, estados de sus componentes, o el número de transformadores en una subestación. Por lo tanto, un planificador PMU debe interpretar el sistema real en un formato simplificado, la determinación de lo que califica exactamente como una barra y cómo modificar los modelos existentes para ciertas situaciones. Para esto es necesario que exista un modelo bien definido de colocación. Hay muchos modelos que se utilizan para representar los sistemas de energía eléctrica. Todos estos modelos sirven al propósito de hacer que los sistemas reales o fenómenos más fáciles de entender y de calcular.

Los generadores reciben excitación y el modelo principal visualiza cómo interactúan de forma dinámica con el sistema. Las líneas son emitidas en secuencias positivas, negativas y de secuencia cero, así como las impedancias para estudiar las corrientes de cortocircuito. Y los equivalentes de Thevenin transforman topologías de circuitos en formas fácilmente solucionables. Al igual que los equivalentes Thevenin, el modelo de colocación será una topología simplificada de los sistemas eléctricos reales.

Sin embargo, en lugar de resolver los flujos eléctricos, el propósito del Modelo de colocación es proporcionar una plataforma donde los algoritmos de colocación puedan encontrar fácilmente y rápidamente un conjunto PMU mínimamente observable.

El modelo de colocación necesita de tres tipos de componentes barras, líneas, y la inyección. El modelo de colocación de una barra es similar a las barras en otros modelos, a excepción de que incluye sólo las barras que son de interés para el funcionamiento de las PMU en las mediciones de área amplia. Básicamente, son subestaciones u otras coyunturas sistema capaz de acomodar una PMU y donde se

necesita el ángulo de fase (ya sea directamente medida o calculada), para observar plenamente el sistema. Se debe iniciar con este primer criterio, debe ser físicamente capaz de colocar un PMU en la barra y que también posean el equipo de comunicación necesario (o sea capaz de instalar). Tratar el segundo criterio, las barras deben estar conectados a por lo menos 3 líneas o al menos 2 líneas y la inyección.

Las líneas son los caminos con impedancia conocida entre dos barras vecinas. Estas pueden ser las líneas de transmisión individuales o la combinación en serie de líneas de transmisión, transformadores o condensadores en serie. La inyección es una variables que viene dada por la generación o de una carga es decir el factor que puede cambiar el ángulo de fase de la barra en donde estén conectadas.

El siguiente es un ejemplo de cómo los sistemas se pueden traducir en un modelo de colocación. La Figura 2.1 es parte de un sistema ficticio que contiene muchos componentes del sistema común. La Figura 2.2 representa el modelo de colocación del sistema en forma gráfica y numérica. Más adelante se discutirá además las directrices que se utilizan para eliminar la información de los sistemas innecesarios para la colocación PMU.

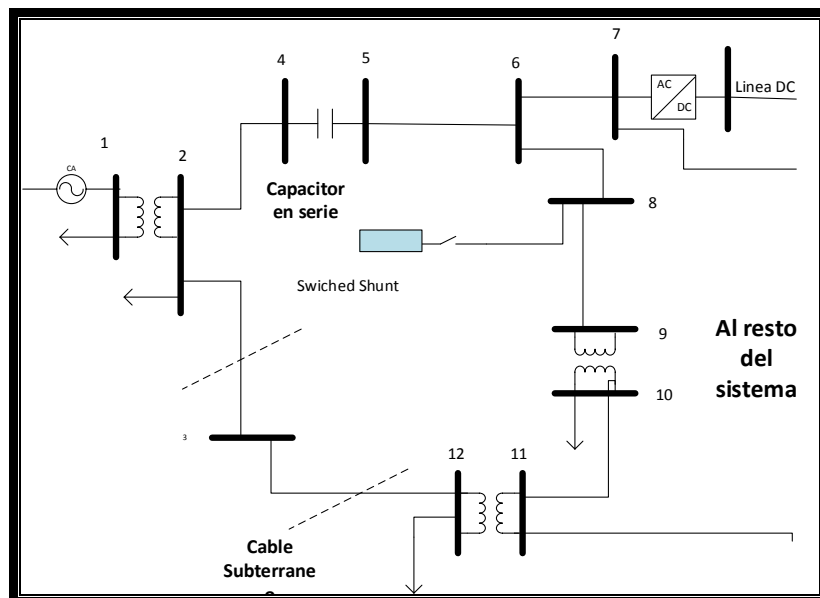


Figura 2.1: Modelo para un sistema de alimentación típica.

Fuente: Autor

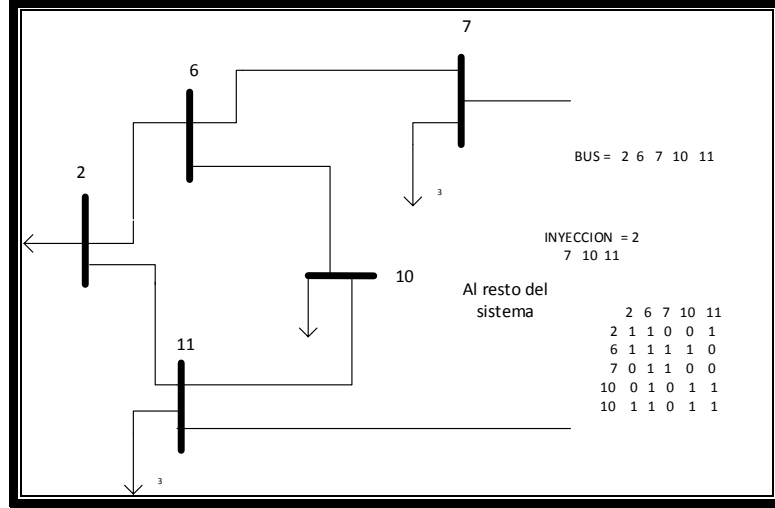


Figura 2.2: Colocación modelo de representación de la figura 2.1

Fuente: Autor

2.3 Colocación Algoritmos.

El objetivo de los algoritmos de colocación es lograr observabilidad completa del sistema con un número mínimo de PMUs, lo que reduce los costos. El problema de la colocación de un PMU, en el fondo, es un problema de optimización como en la teoría de gráficos pero con restricciones eléctricas. Simplemente existen demasiadas posibilidades para alternar colocaciones al azar y comprobar la plena observabilidad. Por ejemplo, hay 1.2677×10^{30} posibles conjuntos de colocación para un sistema de 100 barras (12). Incluso si se limita el tamaño de los conjuntos de colocación al azar a las directrices entre el 20-30% de todas las barras[6], todavía hay $4,9756 \times 10^{25}$ posibles conjuntos de colocación.

$$\sum_{k=1}^{100} C_k^{100} = \frac{100!}{k!(100-k)!} = 1.2677 \times 10^{30} \quad (12)$$

$$\sum_{k=20}^{100} C_k^{100} = \frac{100!}{k!(100-k)!} = 4.9756 \times 10^{25} \quad (13)$$

Una práctica colocación del algoritmo debe tener varias características. Debido a la gran cantidad de posibilidades de colocación, los métodos de colocación deben tomar ventaja de las muchas técnicas de optimización en diversas áreas de investigación de operaciones y la teoría de las gráficas. Esto puede parecer obvio, pero un planificador

de PMU debe elegir entre los distintos métodos, en función de cómo sus características coinciden con su sistema. Algunos métodos pueden funcionar mejor en sistemas más grandes, más pequeños, más mallados o radiales.

Dada la heterogeneidad de las redes de transmisión de malla, es muy poco probable que se sepa a ciencia cierta si una colocación puso el verdadero conjunto mínimo. Guo [17] demuestra que, para muchos casos, el problema es la colocación de NP-completo, lo que significa que no puede ser resuelto en tiempo polinómico. Esto hace que sea poco probable el encontrar una solución exacta, o al menos no determinada. Para los problemas NP-completos, los algoritmos de aproximación pueden proporcionar soluciones casi óptimas en tiempo polinomial[18]. Si se utiliza un algoritmo de aproximación, puede ser beneficioso tener un poco de diferencia en la colocación resultante, configurando cada vez que el algoritmo se ejecuta. Mientras más ejecuciones del programa se realicen, mayor será la confianza en el "mejor" resultado. Si se elige un algoritmo con resultados variables, entonces el tiempo de ejecución rápida se vuelve muy importante al ser capaz de producir un gran número de conjuntos de colocación.

Permitiendo al planificador de PMU, la tendencia, de que en ciertas barras la colocación de PMU podría ser muy útil. Algunas barras en particular pueden ser de mayor importancia para el sistema o la necesidad de ser directamente observables para ciertas aplicaciones (como la línea de localización de fallos). En este caso, el algoritmo debe dar a estas barras de mayor prioridad.

Y, por supuesto, la elección de un algoritmo que sea fácil de implementar considerando los recursos de programación y computación disponibles.

2.3.1 Los Métodos precedentes.

A continuación se tendrá en cuenta los algoritmos de colocación previamente introducidas y se evaluará con los criterios que se mencionan anteriormente. Los resultados detallados se mostraran más adelante y se compararan con el algoritmo propuesto.

2.3.1.1 Árbol de extensión

Reynaldo Nuquí desarrolló uno de los primeros algoritmos para encontrar conjuntos de colocación PMU para la plena observabilidad. Su método utiliza árboles para definir las barras en donde se colocaran las PMUs. Los árboles de expansión se conectan a cada barra sin hacer bucles. Una vez que se crea un árbol de expansión, el algoritmo "camina" a lo largo del árbol de la colocación de una PMU en cada tercera barra para asegurar la plena observabilidad. Debido al gran número de posibles árboles de expansión, un gran número de árboles de expansión y colocaciones son creados y así tener mayor confianza en un conjunto de colocación "mínimo"[8][19].

Este algoritmo de colocación se demuestra en la Figura 2.3 utilizando el sistema IEEE de 14 barras. Las líneas rojas son parte del árbol de expansión. Los barras azules 2, 6, y 9 son los lugares PMU resultantes determinados por este árbol.

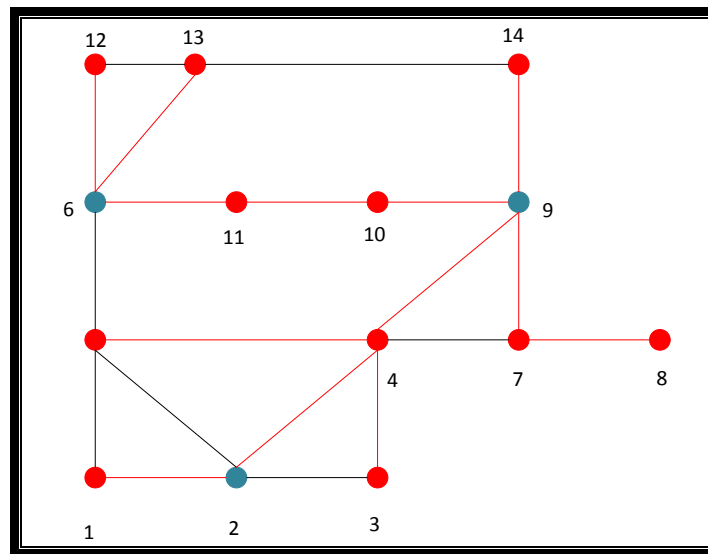


Figura 2.3: Algoritmo para el Árbol de expansión en el sistema de barras IEEE 14.

Fuente: Autor

Como muestra Nuquí, el árbol de expansión funciona con bastante eficacia, especialmente para observabilidad incompleta. Sin embargo, el gran número de posibles árboles puede dar lugar a conjuntos de colocación de tamaños muy diferentes. Así, para sistemas más grandes, especialmente los que tienen grandes proporciones de líneas y barras, el número de árboles que deben ser juzgados y el tiempo para encontrar cada árbol crece rápidamente. Para grandes sistemas, este algoritmo puede tomar

mucho tiempo para ser capaz de obtener una amplia muestra de los conjuntos de colocación.

2.3.1.2 Programación Entera

Si bien el método de Nuquí se basó en el análisis de la teoría de gráficas, Ali Abur desarrolló un algoritmo de colocación utilizando programación entera[20][21]. Este método trata de cumplir con las siguientes restricciones para cada barra i en un sistema de n -barras.

$$\min \sum_i^n w_i \times x_i \quad (14)$$

$$st. f(x) \geq \hat{1} \quad (15)$$

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{if barra tiene un PMU} \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (16)$$

Donde $f(x)$ es una serie de ecuaciones que representa la topología del sistema y se puede derivar de la matriz de incidencias, A .

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{if } k = m \\ 1 & \text{if } k \text{ y } m \text{ estan conectados} \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (17)$$

El conjunto de ecuaciones para el sistema de prueba IEEE 14 barras se muestra en (18). El "+" representa un O lógico y el "*" representa un AND lógico. Usando una caja de herramientas de optimización, el objetivo es hacer que el valor de todas las funciones $f(x) \geq 1$ (lo que significa que la barra es observable), con el menor número de x igual a 1 (es decir, hay una PMU en esa barras)[21][20].

$$f(x) \quad (18)$$

$$= \begin{cases} f1 = x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ f2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ f3 = x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ f4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_8 \cdot x_{14} & \geq 1 \\ f5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f8 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 & \geq 1 \\ f9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} + x_2 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8 + x_5 \cdot x_8 & \geq 1 \\ f10 = x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f11 = x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f12 = x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f13 = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ f14 = x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

El método de programación entera puede funcionar muy bien y rápido. Sin embargo, producirá la misma colocación fija cada vez. Si la topología del sistema hace que el problema de colocación NP-completa, la falta de comparación podría resultar en una menor confianza en la solución "óptima". Una barra con función del carga, w_i , se puede implementar fácilmente como se muestra en (14).

2.4 Programación para la instalación.

Para este punto, el objetivo ha sido encontrar conjuntos de colocación totalmente observables. Sin embargo, los conjuntos de colocación totalmente observables no pueden ser inmediatamente alcanzables o incluso del todo necesarios. Mediante la preparación de un programa de ejecución que lleva a observabilidad a ser considerada, el planificador de PMU puede acomodar la mayor parte de PMUs disponibles, mucho antes de que se alcance plena observabilidad. En esta sección se introducen los conceptos relacionados sobre observabilidad incompleta e instalación por fases.

Para ciertas aplicaciones, el propietario del sistema puede necesitar sólo uno o dos mediciones de fase por área, para tener una visión general del sistema en tiempo real. Para estas aplicaciones, la observabilidad completa es innecesaria. Por ejemplo un sistema con 1.000 las barras. El operador del sistema necesitaría sólo 1/6 de PMUs en las barras en lugar de 1/3 necesarios para la plena observabilidad, entonces él podría ahorrar el costo de adquisición e instalación de 167 PMUs.

Aun cuando el objetivo es alcanzar la plena observabilidad, es poco probable que el propietario de un sistema compre e instale todas las PMUs a la vez. Esta gran inversión, es probable que se extienda a lo largo de varios años, con la instalación de un subconjunto de la PMUs cada año en las etapas o fases. La elección de dónde colocar las PMUs en cada etapa dependerá de la necesidad más urgente del planificador y poco a poco aumentar la observabilidad general con cada fase o etapa.

La creación de una programación de instalación para la observabilidad incompleta e instalación por etapas o fases, será discutido por los planificadores del sistema quienes determinaran las prioridades o puntos críticos del sistema. Pero primero, se introduce el concepto de profundidad de imposibilidad de observación. Este concepto es fundamental para cualquier estrategia de instalación por fases.

2.4.1 Profundidad de inobservabilidad

En dos conjuntos de colocación completamente observables, es bastante fácil determinar qué conjunto de colocación es el "mejor". Normalmente, el conjunto con menos PMUs, o el conjunto que tiene PMUs en algunas subestaciones, es el mejor conjunto. Sin embargo, es más difícil cuando la comparación de los conjuntos de colocación son de forma incompletamente observables. Para ello, se necesita un indicador para determinar cómo el sistema es observable. Este indicador se llama la Profundidad de imposibilidad de observación, DOU.

Reynaldo Nuqui fue el primero en introducir el concepto de profundidad de la imposibilidad de observación. "La aplicación de una profundidad de imposibilidad de observación se asegura de que los PMUs están bien distribuidos en todo el sistema de alimentación y que las distancias de las barras no observadas respecto a de las observadas, se mantiene a un mínimo". En general, La DOU es la medida de la distancia de cualquier barra no observada a dos barras observadas. Cuanto mayor sea el DOU, menos observable es un conjunto de colocación. La Profundidad de imposibilidad de observación 1 y la profundidad de imposibilidad de observación 2 como lo define Nuqui se demuestra en la Figura 3.4[8].

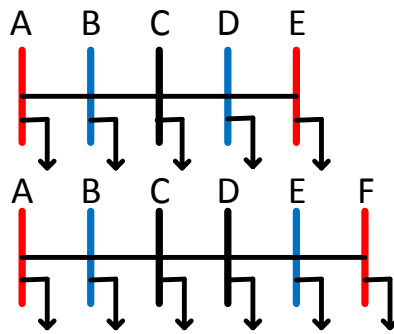


Figura 2.4: Ilustración de Profundidad 1 y 2 de inobservabilidad. Las barras rojas se observan directamente, las barras azules y son calculadas, y las barras negras son inobservables.

Fuente: Autor

Este concepto funciona bien cuando el algoritmo se basa en la colocación de Árbol de extensión (como las de Nuqui) o para las redes radiales, pero se necesita ser refinada cuando se utilizan otros tipos de algoritmos.

CAPITULO III

REGLAS DE REDUCCION Y COLOCACION DEL MODELO

Actualmente generar modelos complementarios del sistema, son con mayor frecuencia realizados con la utilización de software de la industria tales como PSS / E, DigSilent Power Factory o GE PSLF. Estos modelos contienen a menudo la información de las barras y de las líneas que no serían apropiadas para el modelo de colocación. Por ejemplo, varios transformadores en una subestación representarían muchas barras y líneas en el modelo de software. Sin embargo, una subestación debe ser considerada como una sola barra, para considerar la observabilidad general del sistema, en lugar de la colocación de PMUs en transformadores vecinos a esta. Este capítulo proveerá reglas detalladas sobre cómo crear el modelo de colocación, así como explorar las posibles fuentes para la información original del sistema.

3.1 Normas de Reducción

El siguiente conjunto de reglas permite traducir el modelo de un sistema, en un modelo de colocación. Las barras eliminadas no tienen ningún impacto en la observabilidad del sistema y dan como resultado conjuntos de colocación más reducidos cuando se ejecuta el algoritmo. Existen varias normas, tales como transformadores, líneas, líneas de corriente continua, Súper Barras, switch de derivación y además , que son detalladas a continuación.

3.1.1 Transformadores

Cada lado de un transformador podría ser considerado como una barra por separada. Sin embargo, la impedancia y la distancia que separa el lado primario y secundario son muy pequeñas con respecto al monitoreo de áreas amplias, si se conoce los datos de un lado de un transformador, entonces también se conocerán los de la otra a través del número de vueltas y la impedancia.

Ya que los transformadores pueden ser tratados como una sola barra, debe ser suprimir una de las barras, a raíz de esto surge la interrogante de ¿cuál es la barra que

se suprime? generalmente, los sistemas de transferencia en alta tensión o con más energía, son los más importantes. Por lo tanto, se eliminara la barra de baja tensión de la lista de barras. Se conecta las líneas de la barra borrada a la barra de alta tensión. Si el mismo transformador ya aparece en la lista de las líneas, se deberá borrar esta línea. Del mismo modo, representar un transformador de tres devanados como una sola barra (la barra con el voltaje más alto) conectado a todos las líneas o de inyección conectadas a cualquiera de los tres lados del transformador.

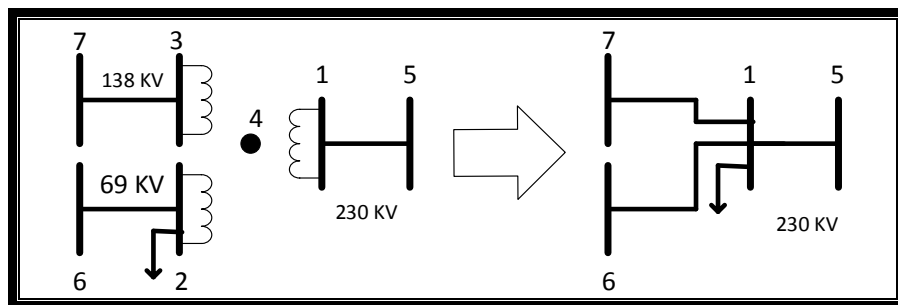


Figura 3.1: : Reducción Ilustrada de Transformador.

Fuente: Autor

3.1.2 Generadores y cargas

Como se mencionó en la sección 2.2, la variable de generación y de carga en una barra, están indicadas por la inclusión de la barra en la lista de la inyección. Múltiples generadores y cargas conectadas a una barra también están representadas en el sistema como una sola inyección. Incluso si existen varios generadores en un solo lugar, cada uno con su propio GTU y barra interna, la ubicación debe ser considerada a una sola barra con una inyección. Esto tiene el efecto de "súper barra" para representar a cada subestación. Del mismo modo, ciertos tipos de modelo en el sistema pueden considerar dispositivos de protección o dispositivos FACTS[22], en una subestación como en muchas barras. Estos también se transformaron en súper barras en el modelo de colocación.

Ya que el modelo de colocación une las corrientes de diferentes trayectorias originales, en una sola, puede ser beneficioso que para algunas aplicaciones se mida cada corriente con su propio PMU. Pero la observabilidad del sistema de transmisión sólo requiere una corriente para cada línea conectada. Por la ley de Kirchhoff, si usted

conoce todas las corrientes de las líneas entrantes, entonces se conocerá también la corriente de inyección sumada. Por ejemplo, si la subestación en la Figura 3.2 se encuentra conectada a 2 líneas de CA, 2 cargas, y 2 estaciones de generación, esta sería representada como una sola barra con una sola inyección y conectada a dos líneas en el modelo de colocación. No obstante, podemos ver que con 2 corrientes son suficientes (no con 6), para hacer que las barras vecinas sean observables.

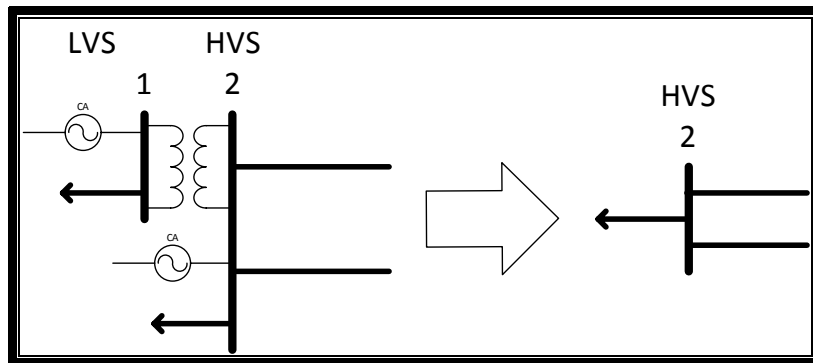


Figura 3.2: : Subestación Súper-barra Reducción Ilustrada.

Fuente: Autor

3.1.3 Líneas de CC o DC

Es evidente que no hay necesidad de PMUs para medir la tensión de corriente directa o constante en los terminales de una línea de transmisión de CC. Sin embargo, las barras que actúan como la interfaz de los terminales de CC para el resto del sistema de aire acondicionado son tan importantes (tal vez incluso más) como cualquier otro barra de CA en el monitoreo de observabilidad del sistema. Así, el terminal AC en cada extremo de la línea DC debe ser incluida en la lista de las barras. Pero la línea de DC en sí no debe ser considerada como una línea en el modelo de colocación. En lugar de ello, la energía que viaja en la línea debe ser considerada como una inyección en ambas barras.

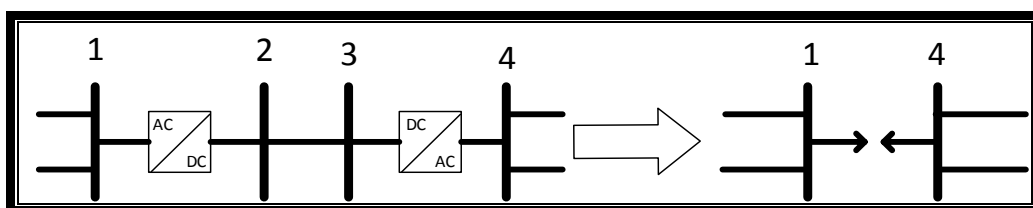


Figura 3.3: : Reducción Ilustrada de una línea DC

Fuente: Autor

3.1.4 Barras inmedibles

Existen ciertas situaciones donde una barra tienen un impacto potencial en las áreas de monitoreo de gran capacidad, pero una PMU no se la pueden colocar en ese punto debido a restricciones físicas o por naturaleza de la barra. Por ejemplo, puede haber una línea de transmisión que se toca sin una subestación. Si este es el caso, quite la línea de transmisión de la lista de líneas y añadir la inyección para cada barra en los extremos de la línea.

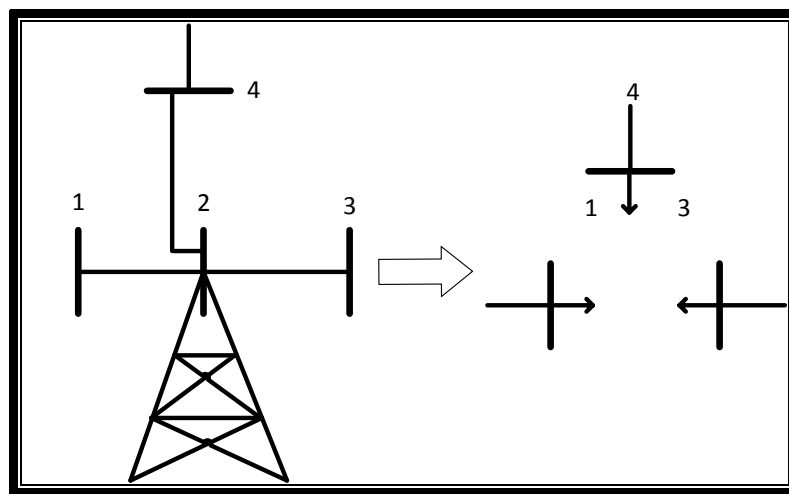


Figura 3.4: : Reducción Ilustrada de Barra inmedible.

Fuente: Autor

3.1.5 Derivaciones Switched

Las Derivaciones Switch utilizadas para fines de control representan otro ejemplo donde hay una barra con la inyección, pero probablemente carece de los transformadores de medida necesarios si esta no se encuentra en una subestación. Sin embargo, la inyección de estas barras puede ser calculado de tal manera que la falta de un PMU en las barras no tendrá ningún impacto en la capacidad de observabilidad del sistema. Por lo tanto, la derivación de conmutación no debe considerar como una inyección. Como se muestra en la Figura 3.5 y (19) a (22), si la barra 1 y la Barra 3 son observables, entonces también lo es la barra 2. Dado que X_2 es una impedancia conocida, hay 4 ecuaciones y 4 incógnitas (19) a (22).

Si la barra con una derivación de conmutación está conectado sólo a otras dos barras,

a continuación, la barra debe suprimirse de la lista de barras y una sola línea debe ser conectada a las barras vecinas de la derivación conmutada.

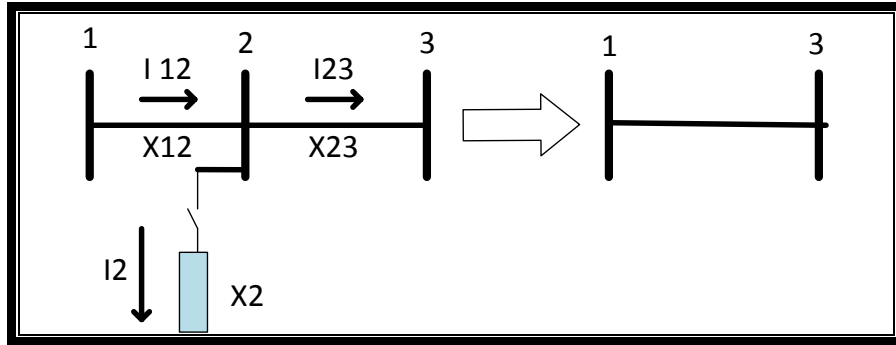


Figura 3.5: Reducción Ilustrada de derivación conmutada (Swich).

Fuente: Autor

$$I_{23} = I_{12} + I_2 \quad (19)$$

$$V_2 = I_2 \times X_2 \quad (20)$$

$$V_1 - V_2 = I_{12} \times X_{12} \quad (21)$$

$$V_2 - V_3 = I_{23} \times X_{23} \quad (22)$$

3.1.6 Condensadores en Serie

Un condensador en serie es ejemplo de un objeto con las barras no medibles y su impacto es insignificante sobre observabilidad del sistema. Una sola línea debe representar la impedancia combinada de ambos, el condensador en serie y la línea de transmisión conectada. Sólo las barras del terminal de esta nueva línea deben ser incluidas en la lista barras; todas las barras intermedias utilizadas para representar el condensador en serie deben ser excluidos.

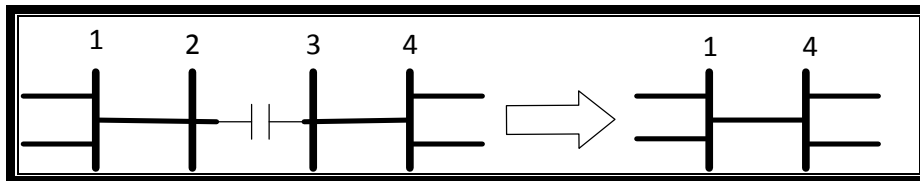


Figura 3.6: Reducción Ilustrada de Condensadores en Serie.

Fuente: Autor

3.1.7 Barra simulada

Una barra simulada es una barra que en realidad no existe en el sistema. Por ejemplo, un ingeniero puede querer controlar las condiciones eléctricas en un punto de una línea de transmisión en una simulación bajo software. El ingeniero tendría que dividir la línea y crearía una barra en la que se pueda añadir equipos de medición o incluso añadir una falla. La barra en realidad no existe en el sistema, pero existe en el modelo bajo software. Barras en medio de una línea multicorte es otro ejemplo de barras ficticias o simuladas.

El tratamiento de una barra ficticia o simulada es considerada como una barra en el algoritmo de colocación es decir se añadiría una barra y una línea adicional al sistema, y posiblemente, aumentaría el número total de PMU con el algoritmo de colocación. Puesto que la barra ficticia no existe, no tendría ningún efecto sobre la capacidad de monitoreo de un conjunto PMUs, por lo tanto debe suprimirse de la lista de barras. Las dos líneas conectados a la barra ficticia se combinan en una línea que conecta a las dos barras reales.

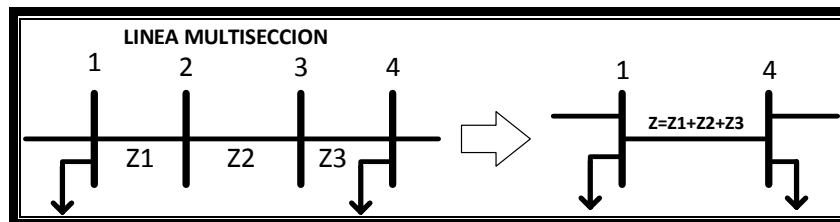


Figura 3.7: Reducción Ilustrada de Barra simulada..

Fuente: Autor

3.1.8 Barra Falsa

Una situación similar a las barras ficticias es donde hay una barra sin inyección conectada con sólo dos líneas. La única diferencia entre esta y una barra ficticia es que esta barra existe físicamente en el sistema. Pero al igual que en una barra ficticia, que no tiene ningún efecto sobre la capacidad de monitoreo en un conjunto de PMU, y su inclusión en el modelo de colocación puede aumentar innecesariamente el número de PMUs. Una vez más, se elimina estas barras de la lista de barras, y luego combinar las líneas de conexión.

3.1.9 Barras aisladas

En algunos casos existen barras en el software que no parecen estar conectadas con el resto del sistema. Estas barras aisladas podrían ser debido al "estado de apagado" de los componentes del sistema, las cargas futuras aún no conectadas, o son barras de vestigios de estructuras antiguas del sistema. Para entender completamente el por qué una barra se aísla se requeriría el conocimiento del funcionamiento del sistema. En la mayoría de los casos, a menos que se indique lo contrario por los operadores del sistema, estas barras aisladas no deben ser incluidas en la lista de barras. Sin embargo, lo que se tiene que buscar es una línea o líneas de conexión que estén apagadas. Si una barra aislada tiene la inyección y se conecta al sistema por una línea conmutada normalmente 'on' u 'off', entonces tanto la línea conmutada y la barra aislada deben ser incluidos en el modelo de colocación. El operador del sistema estaría en la mejor posición para determinar si la barra se debe incluir o no en el modelo de colocación.

Las reglas de reducción anteriores dan instrucciones sobre cómo crear el modelo de colocación. El desarrollo del modelo de colocación de cero sería cuidadosamente laborioso, especialmente cuando toda la información del sistema necesaria ya está disponible en los modelos de software. Esta sección describe el formato de sistema que se utiliza para la transferencia de datos de flujo de energía del sistema en formato IEEE.

El formato de datos comunes IEEE fue desarrollado en la década de 1960 y 70 para crear un formato de entrada estándar para la información del sistema en las cintas cuando se ejecutan programas de flujo de potencia. Es un formato bastante sencillo con toda la información del sistema almacenada en dos tipos de datos, barras y líneas. Cada barra y línea se describe en un 132 letras la cadena de dígitos con ciertos datos almacenados en una ubicación predefinida. En este formato, la mayoría de los componentes tienen suficiente información para describir completamente su estructura y función. Inicialmente todos los barras IEEE deben ser colocados en la lista de barra y del mismo modo, todas las líneas IEEE colocados en la lista de líneas. La carga total MW y MVAR y la generación de MW y MVAR para cada barra se almacenan en las

columnas 4 y 5, respectivamente. Si cualquiera de estas columnas no son cero, que barra debe ser colocado en la lista de la inyección. Todas las líneas de transmisión, transformadores y cambiadores de fase se enumeran en los datos de las líneas. Las líneas que unen a las barras se almacenan en columnas 1-2. Tipo de línea se establece con las resistencias de la misma y se establece claramente si la línea es una línea de transmisión, transformadores, o desfasador. A partir de esta información, las medidas de reducción de transformadores y de fase se pueden realizar y el modelo de colocación de barra, líneas, y la inyección de listas actualizadas [19].

El desarrollo del modelo de la colocación del formato común IEEE tiene algunas limitaciones importantes. El formato IEEE no tiene una manera explícita a la lista de datos de la línea de corriente continua o terminales del convertidor en los datos de las sucursales y de barra. Información de la línea de CC debe ser comunicada al planificador PMU separado del modelo IEEE. A continuación, puede insertar estos datos en el modelo de colocación directa. Alternativamente, es posible que las líneas de CC se inferirán mediante la búsqueda de líneas con sólo la impedancia real. El formato IEEE también no proporciona ningún método para definir condensadores conmutados. Estos datos deben proporcionarse por separado al desarrollador del modelo. Puesto que sólo la generación neta de una barra y carga en MW y MVAR se enumeran, la generación o la carga que están apagadas se pasa por alto. Esto podría conducir a una lista de inyección incompleta y potencialmente barras que se borren por error del modelo de colocación. Cualquiera de los datos sobre las máquinas y cargas "off" debe ser proporcionada al planificador del modelo por separado, o el archivo de datos tiene que ser tomada desde el sistema cuando todos los generadores y las cargas, producen o absorber potencia real o reactiva. Debido a estas limitaciones, el formato de datos común IEEE no puede ser la mejor fuente de datos del sistema pero si otros formatos que también están disponibles. Sin embargo por el momento y para poder aplicar el modelo se guiara inicialmente la base de datos en este formato.

3.3 Colocación del Algoritmo

Una vez que se desarrolla un modelo de colocación, un planificador de PMU está listo para colocar las PMU para observabilidad completa del sistema. En este capítulo

se presenta un nuevo algoritmo de colocación desarrollado y ejecutándolo usando la herramienta informática Matlab. En el que se ocuparon varios sistemas de prueba IEEE, los resultados de este algoritmo se comparan con los de los algoritmos en la Sección 2.3. El énfasis principal será el examinar de forma práctica, como el nuevo algoritmo se comporta con los sistemas de transmisión de mayor tamaño.

3.3.1 Algoritmo aleatorio de Greedy

En comparación con los algoritmos de colocación de la sección 2.3, este algoritmo utiliza un enfoque de optimización diferentes, un algoritmo voraz o algoritmos codiciosos son de métodos iterativos, utilizados para encontrar una solución óptima para un problema de optimización. Toman decisiones randomicas de tal manera que crea un conjunto de soluciones, este conjunto es analizado y minimizado a la mejor solución de colocación, no es tan sofisticados como en otros algoritmos. Pero esta falta de sofisticación hace que el algoritmo codicioso especialmente rápido, fácil de implementar, y a su vez sea adaptable [18].

Dado un conjunto de elementos , el algoritmo codicioso elegirá un elemento a la vez sobre la base de una propiedad elección codiciosa hasta que se cumpla un criterio de fin. Los elementos pueden ser ubicaciones, según actividades programadas, caminos, o artículos. Cada elemento puede seleccionarse una sola vez y dar un valor para su propiedad de elección codiciosa. En cada etapa, un elemento será elegido y se retira del conjunto de elementos candidatos. Después de cada etapa, se actualizarán las valores de los elementos restantes. Este proceso sigue la elección de un elemento candidato uno a la vez hasta que se cumpla el criterio de fin.

Debido a la estructura no uniforme de los sistemas de transmisión eléctrica, la mayoría de los algoritmos de colocación propuestos, se basan en el aumento de forma incremental para un conjunto de colocación, en lugar de realizar un reconocimiento de patrones. Por esta razón, el método de Greedy es muy aplicable para el problema de la colocación de PMU. Las objetivo es añadir de forma incremental una única PMU hasta que el conjunto logra observabilidad completa (criterio de fin). Cada barra toma un valor para la propiedad elección codiciosa. Por lo tanto, en esta aplicación cada una de

las barras elegidas modificara el conjunto de candidatos, de la propiedad de elección codiciosa más evidente la cual sería el número de barras no observadas, cada barra está conectada e incluida a sí misma. En cada etapa, el siguiente PMU debe ser colocado en la barra aleatoria. Después de cada colocación, la situación de observable y el valor de cada barra deben ser recalculadas. Este es el principio básico del algoritmo de colocación introducido en este capítulo. Si se desea, una función de peso puede ser asignado a cada barra y ser un componente de la propiedad elección codiciosa como se muestra en (23).

$$G_i = w \times \text{conexión no observada}_i \quad (23)$$

Los pasos básicos del algoritmo Greedy para la colocación simple se enumeran a continuación:

- Crear las $n \times n$ incidencias en la matriz A partir de la información en los vectores barra, líneas y con la lista de barras con inyección que representan plenamente el sistema en el modelo de colocación.

$$A_{k.m} = \begin{cases} 1 & \text{if } k = m \\ 1 & \text{if } k \text{ y } m \text{ estan conectados} \\ 0 & \text{if caso contrario} \end{cases} \quad (24)$$

- Encuentra una barra aleatoria que no esté utilizada anteriormente. En este algoritmo, la barra no observada con inyección.
- Actualizar el conjunto PMU y el conjunto de barras observables. Esto se logra fácilmente usando la ecuación, $A = F * x$, introducido por Ali Abur [20]. Cuando,

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{if La PMU es una barra inyetable} \\ 0 & \text{if caso contrario} \end{cases} \quad (25)$$

$$F_i = \begin{cases} 1 & \text{if La barra es obserbable} \\ 0 & \text{if caso contrario} \end{cases} \quad (26)$$

- Actualice F de las otras reglas de observabilidad basados de las Leyes de Kirchhoff mencionados en (2).
- Repita los pasos anteriores para la siguiente colocación PMU hasta

completar observabilidad ($F_i = 1$ para todos las barras i).

No obstante apoyados en el Método de Greedy, este algoritmo tiene una desviación importante del enfoque sencillo enumerados anteriormente, un grado de aleatoriedad.

Este algoritmo compara el barra candidato Greedy con el candidato aleatorio (s) para cada colocación. Esto fue demostrado empíricamente para mejorar los conjuntos de colocación resultantes y se demuestra cuando la aplicación de este método se lo realiza el sistema de prueba IEEE de 14-barras, la Figura 3.8.

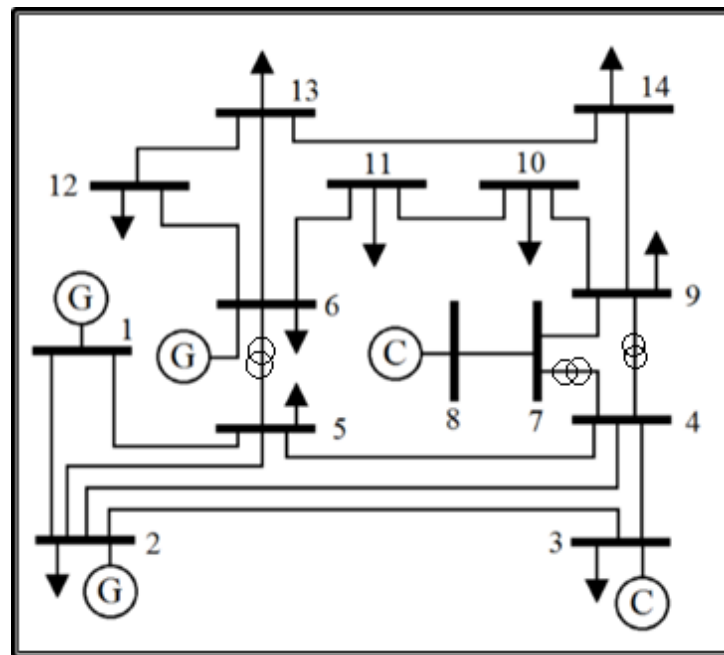


Figura 3.8: El Sistema de Potencia IEEE 14-Barras.

Fuente: [23] Wu, N. E. (2013). A new scalable solution to optimal PMU placement under a long-run data availability criterion. 2013 American Control Conference, 5068–5073.

doi:10.1109/ACC.2013.6580625

En la Tabla 3.1 podemos observar los resultados que obtenemos en la visualización de cada barras respecto a sus barras vecinas.

Estos datos son utilizados durante todo el proceso del algoritmo y más aún al momento en que se aplica las reglas de reducción como detallaremos más adelante en la sección 3.3.

TABLA 3.1: *Tabla de observabilidad sin reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.*

Barras	Barras observada
1	5 - 2 - 1
2	1 - 2 - 3 - 4 - 5
3	2 - 3 - 4
4	2 - 3 - 4 - 5 - 7 - 8 - 9
5	1 - 2 - 4 - 5 - 6
6	5 - 6 - 11 - 12 - 13
7	4 - 7 - 8 - 9
8	7 - 8
9	4 - 7 - 9 - 10 - 14
10	9 - 10 - 11
11	6 - 10 - 11
12	6 - 12 - 13
13	6 - 12 - 13 - 14
14	9 - 13 - 14

Fuente: *Autor.*

En la tabla 3.2 se detalla la mejor opción como solución óptima de colocación de PMU sin tomar en cuenta las reglas de reducción. Este resultado fue obtenido por Ñuqui en el algoritmo de árbol de extensión para este ejemplo IEEE 14 barras[19][8].

TABLA 3.2: *Tabla solución sin reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.*

Barras	Barras observada
2	1 - 2 - 3 - 4 - 5
6	5 - 6 - 11 - 12 - 13
9	4 - 7 - 8 - 9 - 10 - 14

Fuente: *Autor.*

Como resultado final se puede determinar que la mejor solución para este sistema son las barras son la 2, 6, 9, el cual es comprobable ya que el sistema es totalmente observable.

En la Tabla 3.3 se detallan las modificaciones en la visualización de cada una de las barras ya que se toman en cuenta las reglas de reducción vistas en la sección 3.1

TABLA 3.3: *Tabla de observabilidad con reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.*

Barras	Barras observada
1	1 - 2 - 5 - 6
2	1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9
3	2 - 3 - 4 - 7 - 8 - 9
4	2 - 3 - 4 - 5 - 7 - 8 - 9 - 10 - 14
5	1 - 2 - 4 - 5 - 6 - 11 - 12 - 13
6	1 - 2 - 4 - 5 - 6 - 11 - 12 - 13
7	2 - 3 - 4 - 7 - 8 - 9 - 10 - 14
8	7 - 8
9	2 - 3 - 4 - 5 - 7 - 8 - 9 - 10 - 14
10	9 - 10 - 11
11	6 - 10 - 11
12	5 - 6 - 12 - 13
13	6 - 12 - 13 - 14
14	4 - 7 - 9 - 13 - 14

Fuente: *Autor.*

Con los resultados de la tabla anterior en la tabla 3.4, se puede determinar que al aplicar las reglas de reducción la visualización de cada una de las barras es ampliada al momento de que se encuentra con transformadores, líneas sin inyección y demás puntos dentro del sistema, detallados en la sección 3.1 y de igual manera siguen las reglas de observabilidad detalladas en la sección 1.3.

TABLA 3.4: *Tabla solución con reglas de reducción en el sistema IEEE 14 barras.*

Barras	Barras observada
6	1 - 2 - 4 - 5 - 6 - 11 - 12 - 13
9	2 - 3 - 4 - 5 - 7 - 8 - 9 - 10 - 14

Es decir existió una optimización en el sistema, se comprueba que con las reglas de observabilidad y las reglas de reducción, se optimiza el uso de la PMU y se extiende la capacidad de visualización de cada PMU. Siendo así que como resultante lo observabilidad completa se la puede realizar con la utilización de 2 dispositivos PMU.

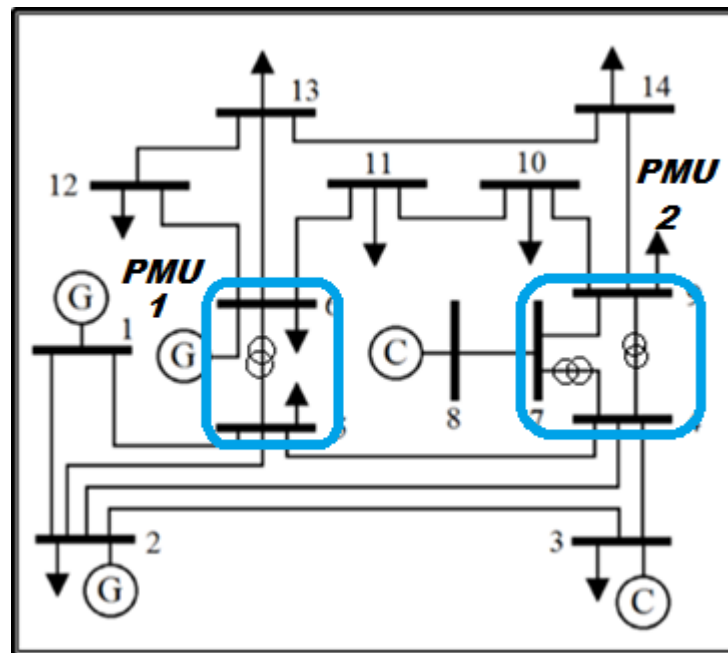


Figura 3.9: Grafica resultante de colocación con la utilización de la utilización de las reglas de reducción y observabilidad IEEE 14 barras.

Fuente: [23] Wu, N. E. (2013). A new scalable solution to optimal PMU placement under a long-run data availability criterion. 2013 American Control Conference, 5068–5073.
doi:10.1109/ACC.2013.6580625

CAPITULO IV

MODELAMIENTO PARA LA UBICACIÓN DE UN PMU

Este capítulo trata sobre la implementación del algoritmo explicado en la sección anterior para analizar los resultados y poder verificarlos, tomando en cuenta las reglas y normas indicadas en el capítulo 2, de igual manera los resultados ayudaran a la elección, dependiendo de las prioridades que tengan los planificadores respecto al sistema eléctrico de potencia .

Como dato inicial se ha recopilado la base de datos de diferentes sistemas de potencia de la IEEE, por ejemplo IEE14buspowersystem, IEEE30buspowersystem, IEE57buspowersystem y IEE118buspowersystem los cuales se encuentran en el Anexo A, todos estos sistemas eléctricos de potencia de prueba IEEE serán probados en el programa desarrollado en MATLAB y también analizadas cada una de las respuestas que se obtenga.

4.1 Programación Basada en MATLAB.

Para la programación se sigue el algoritmo expuesto en la figura 4.1, el código de programación se encuentra en el anexo C, primeramente se ingresa las matrices obtenidas del sistema al que se evaluara, detallados en la introducción de este capítulo.

De la matriz de entrada “*barras*”, se calcula el número de filas y de columnas de cada matriz, se genera una nueva matriz con el número de barras a ser evaluadas, este proceso se lo realiza mediante un lazo “*for*”. De igual manera de la matriz de entrada “*líneas*”, se crea una matriz la cual identifica la barras que contienen transformadores.

En esta matriz se de transformadores se almacenan los datos referentes a las barras que observa , empezando por sí mismas. Esto es realizado mediante dos lazos “*for*” anidados.

Nuevamente de la matriz de entrada “*barras*” se genera una matriz “*barraNueva*” en que reconoce las barras vecinas de cada barra es decir reconoce las barras que puede observar, eso se realiza mediante dos lazos “*for*” anidados, el mismo trabajo realiza con todas las barras que contengan transformadores; después de este proceso , es

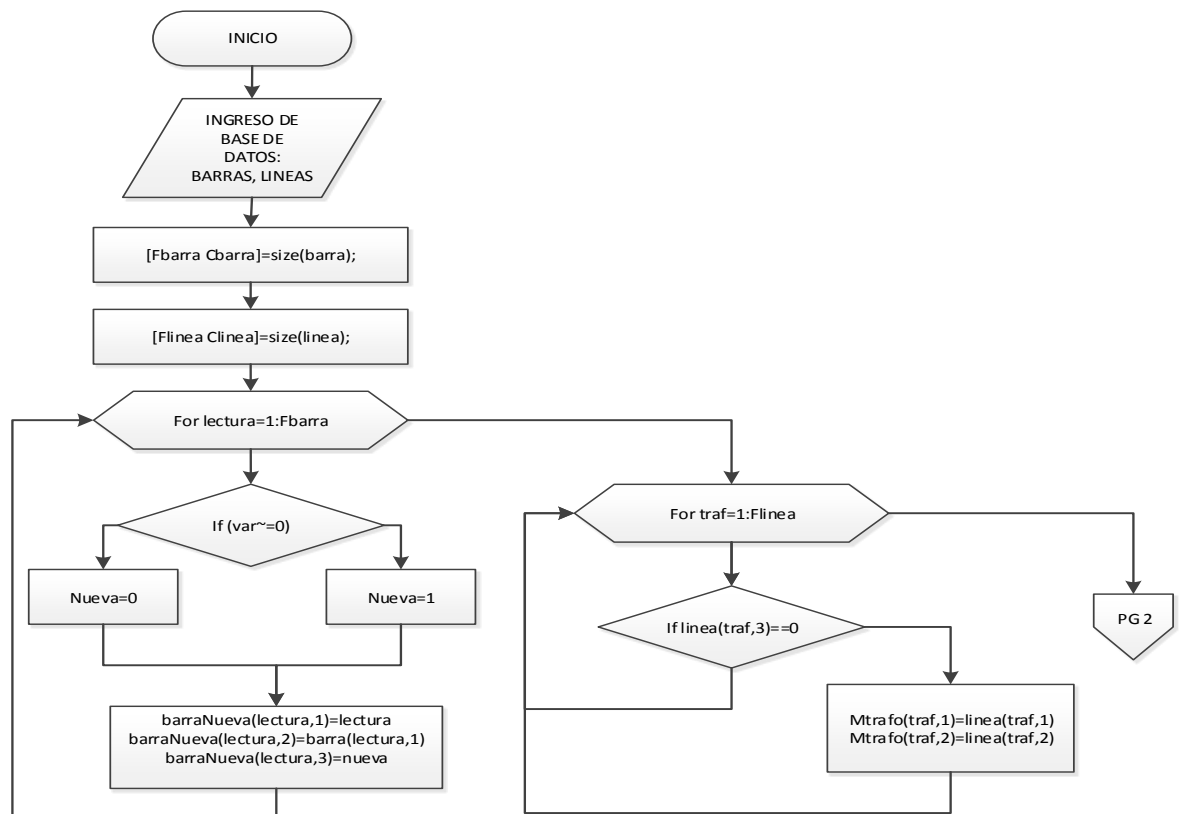
recalculada las dimensiones de las matriz de “*barras*” y la matriz de “*Mtrafos*”; Consecuentemente los datos obtenidos en las matrices recalculadas son adheridas en una nueva matriz “*barraNueva*”, es decir las barras observadas por las que contiene transformadores “*Mtrafos*”, se adjuntan a observabilidad de la matriz “*barraNueva*”.

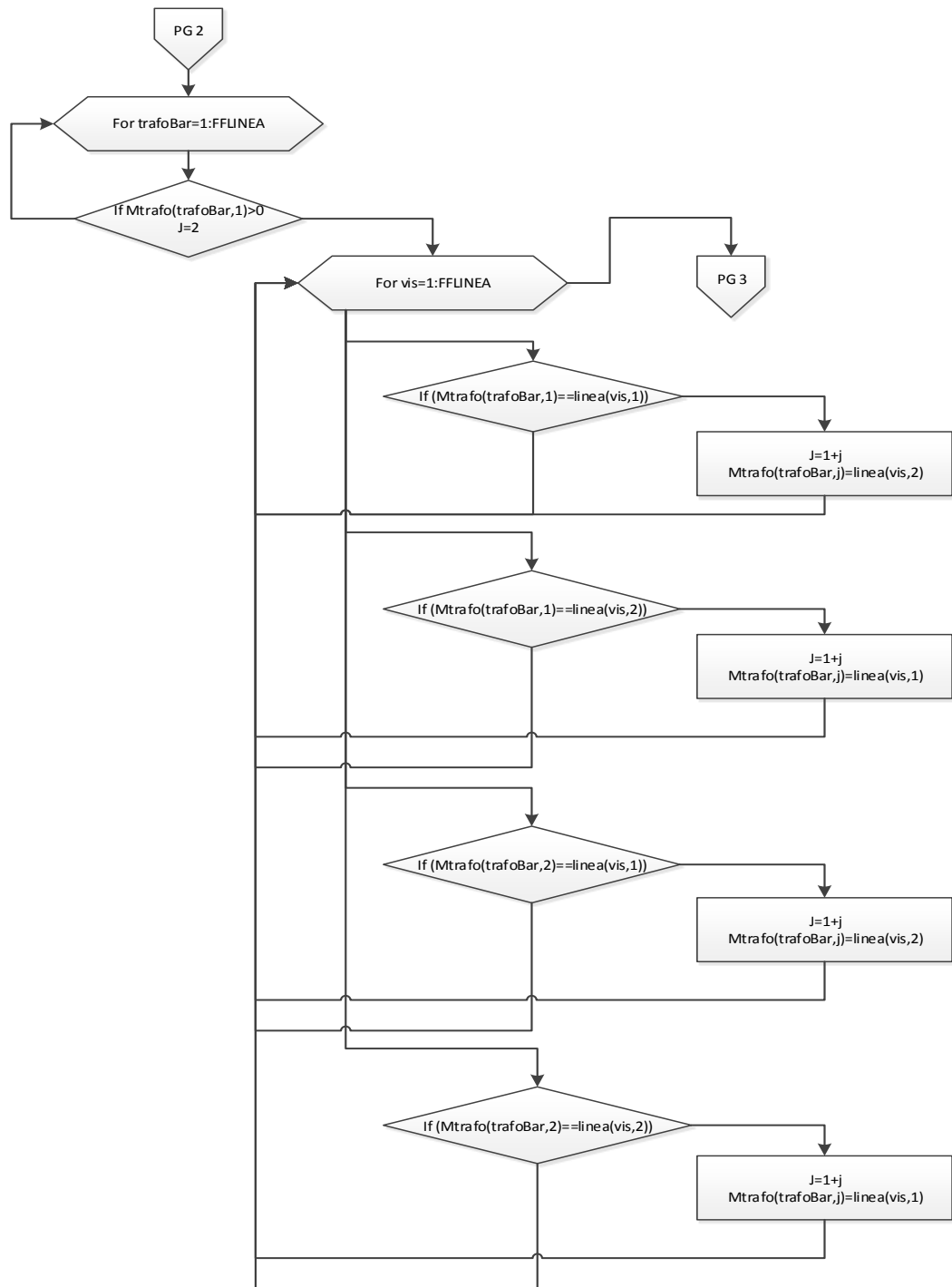
Esta nueva matriz “*barraNueva*” es analizada y filtrada por el comando “unique”, el cual visualiza cada fila de esta matriz eliminando y ordenando el número de barra que se encuentre repetida, este proceso lo realiza mediante un lazo “for” y dos lazos “if” anidados.

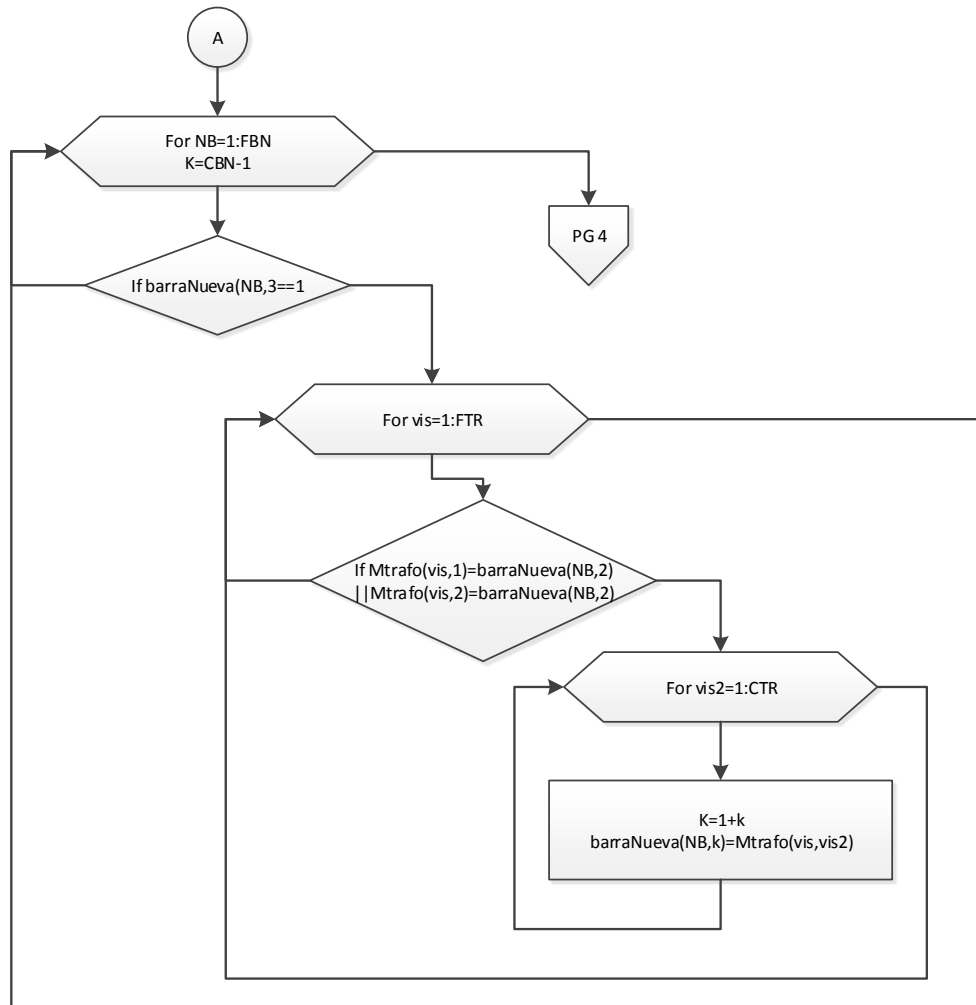
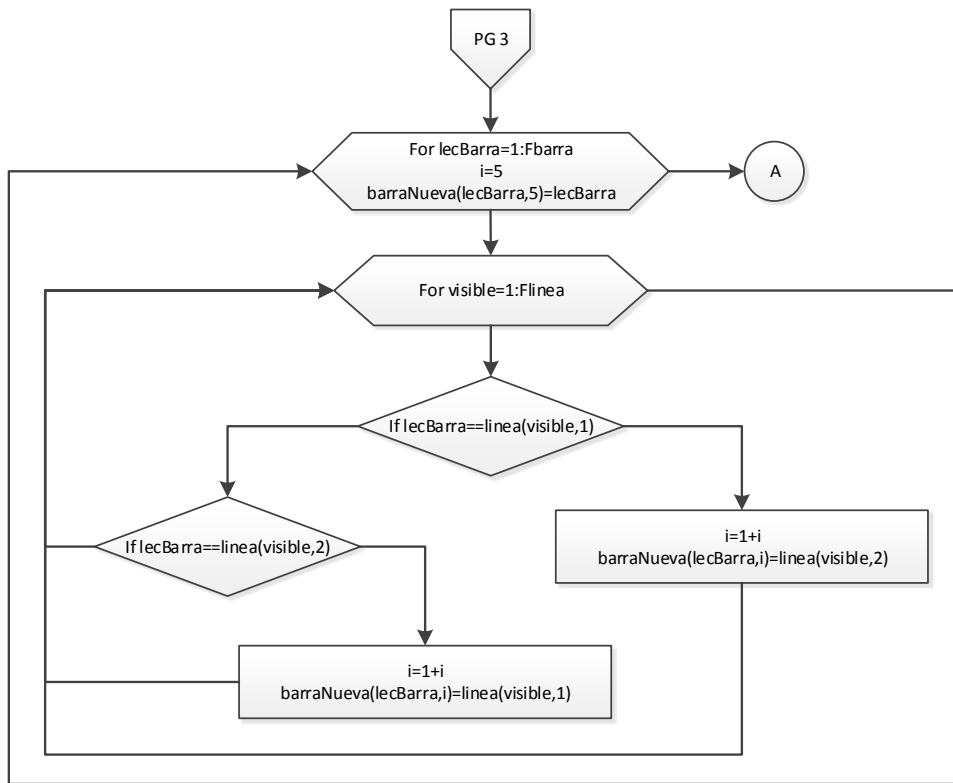
Una vez realizado el filtrado y ordenado de la matriz se detalla el número total de barras observadas por cada barra evaluada, con estos datos podemos comparar y analizar el número total de barra no observadas, es decir si todas las barras son observadas ya no se realizara la inclusión de colocación de una nueva PMU .

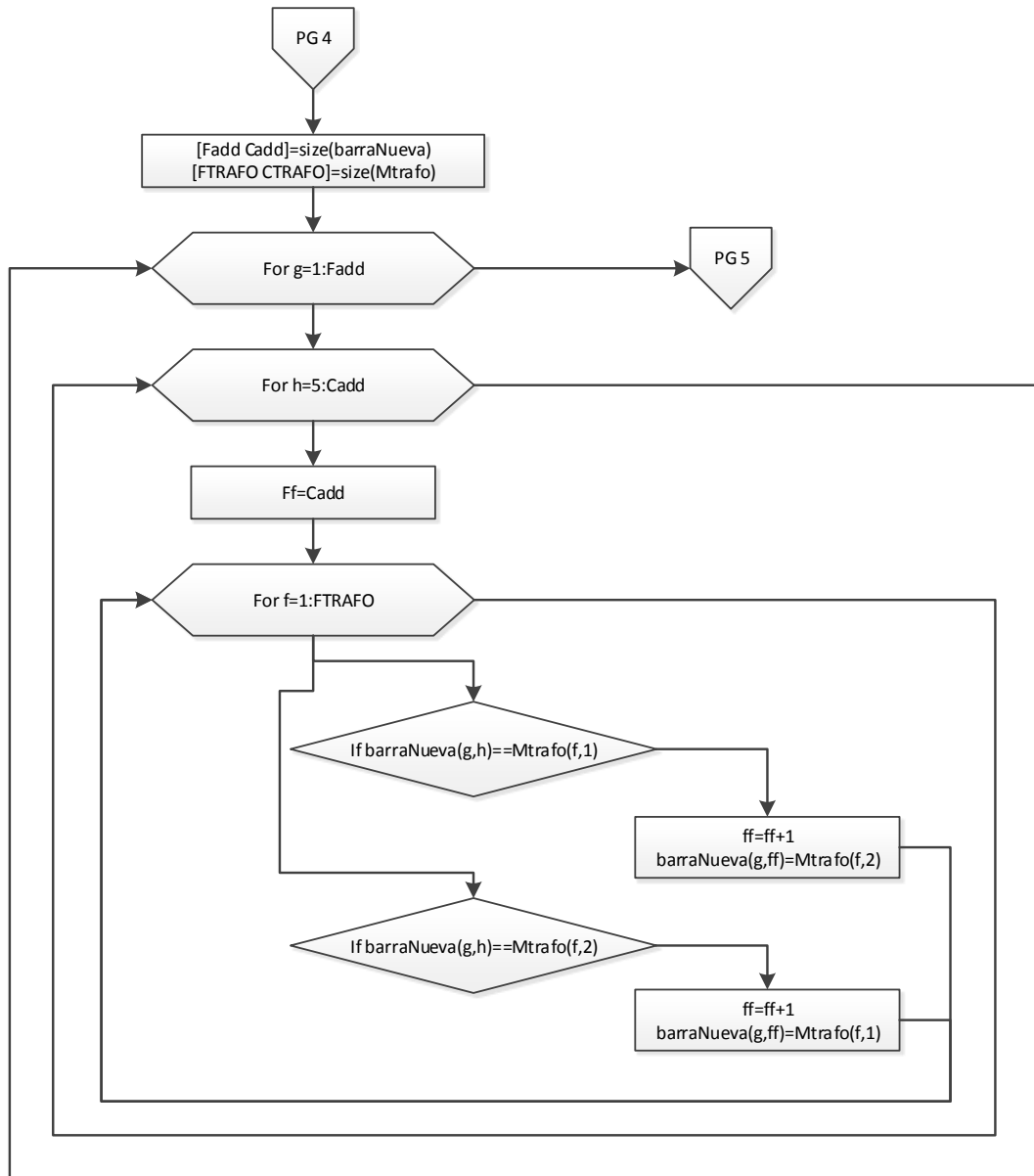
En este punto es donde inicia el análisis de las posibilidades de elección en la matriz “*barraNueva*”, por medio de elección randomica, tomando en cuenta si la barra es o no inyectable, es decir si la barra tiene inyección esta barra es candidata a ser elegida caso contrario es descartada ; esta elección a permite evaluar a una barra con su respectivo valor de observabilidad, en este caso la cantidad de barras que observa si existiera un PMU en ese punto o nodo, estos datos son almacenados en una nueva matriz “*checkmatriz*” , proceso realizado hasta completar la observabilidad de casi todas las barras.

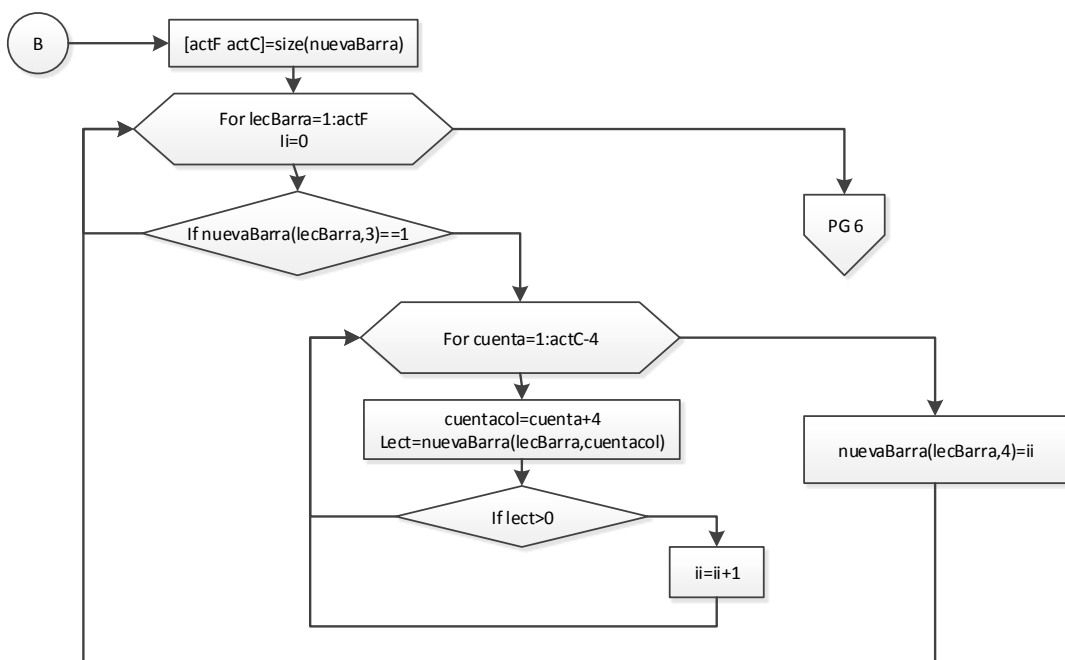
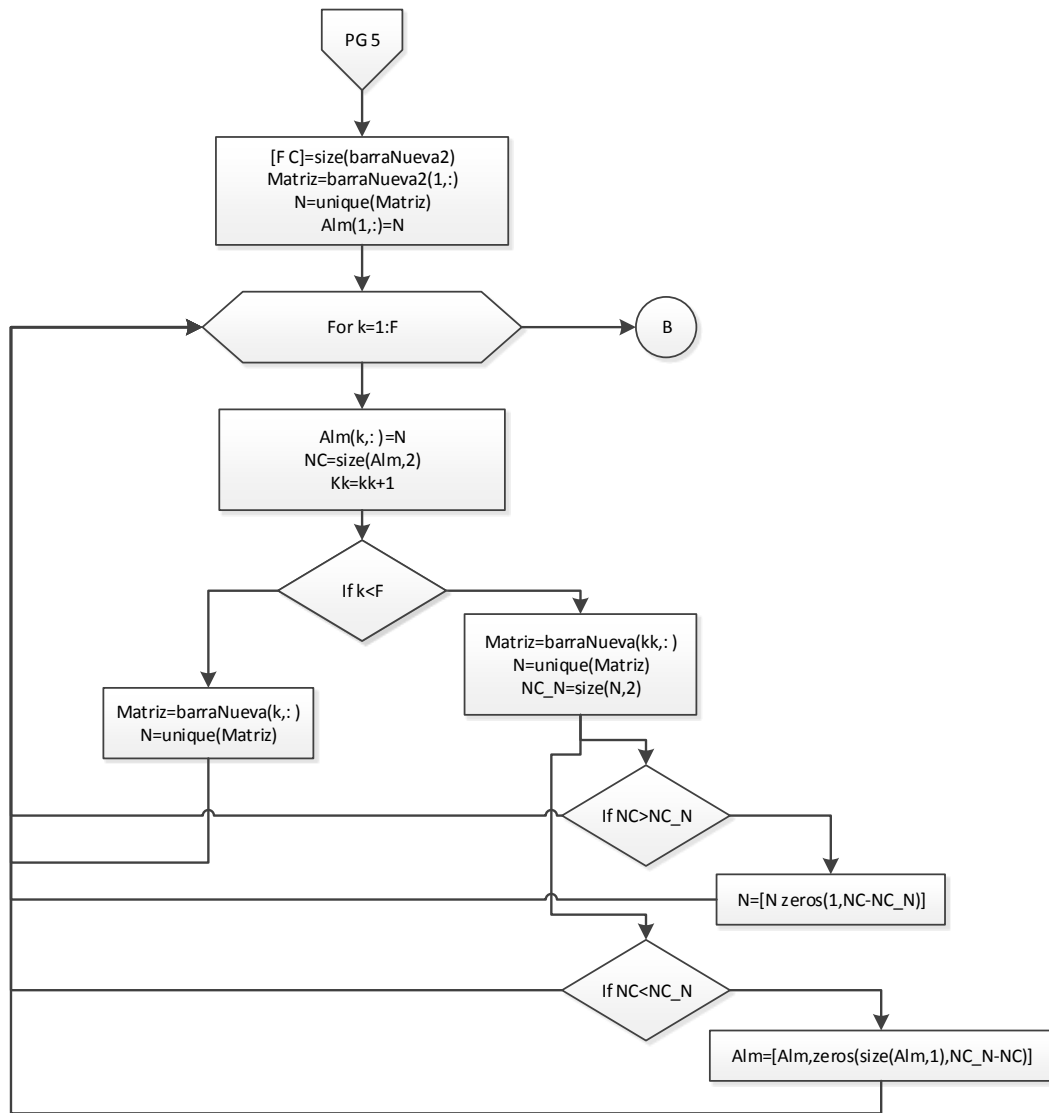
Para alcanzar la plena observabilidad se busca las barras no observadas, se evalúa cada una de estas y busca la barra inyectable más cercana a esta y se aumenta un PMU en este punto.











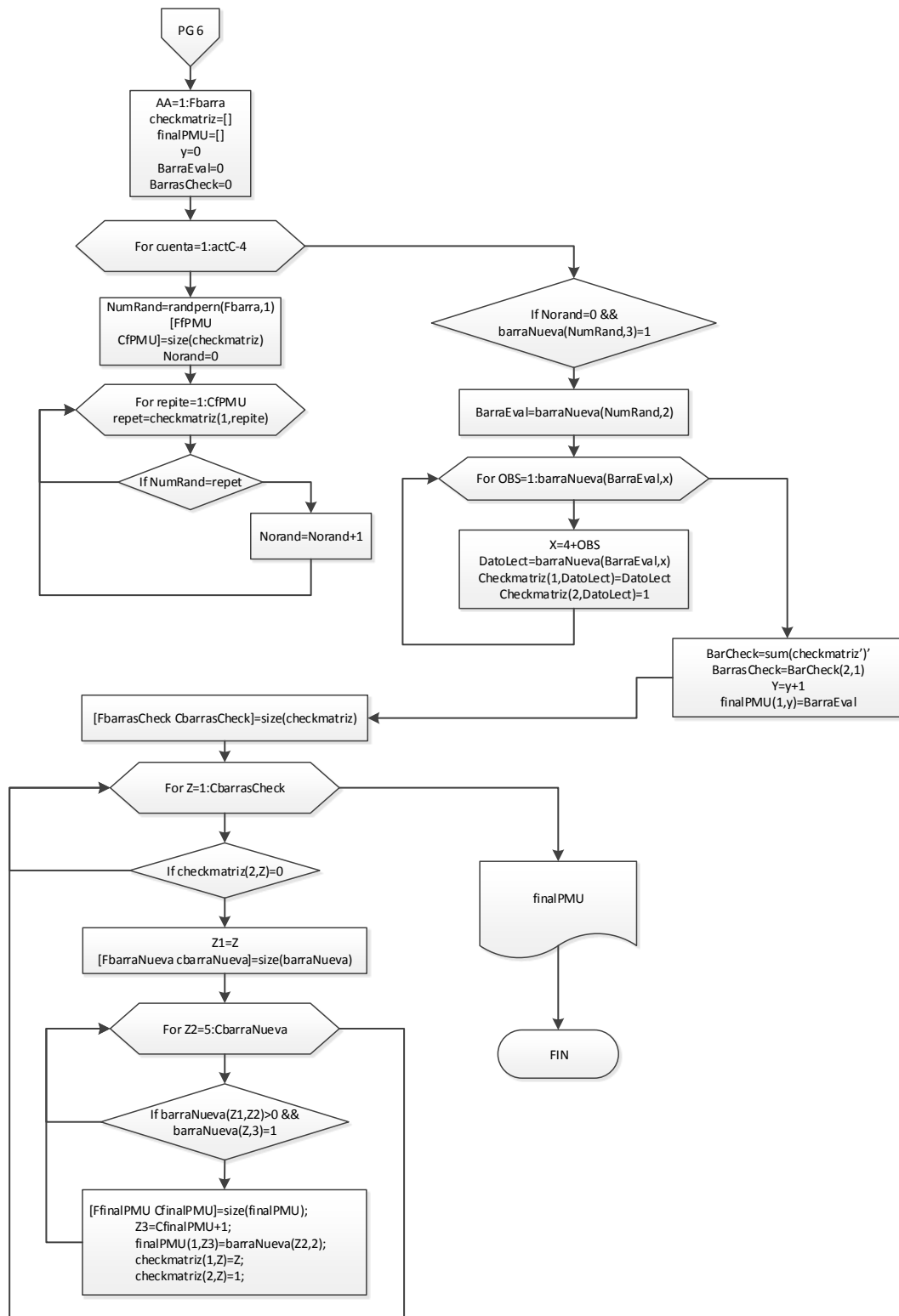


Figura 4.1: Algoritmo del modelo de colocación.

Fuente: Autor

A partir del resultado obtenido en la función “*NUEVO PMU2*” en el script “*LAZO*” se almacena un numero de iteraciones que es directamente proporcional al número de barras que contenga el SEP a analizar, cada una de estas iteraciones arrojará una solución la cual es almacenada en una matriz “*aa*”, esto lo realiza el dos lazos “*for*”, con esta matriz “*aa*”, se realiza el proceso de elección del conjunto con el menor número de PMU esto lo realiza en un lazo “*for*” anidado y por ultimo este resultado es filtrado y organizado con un comando “*unique*”

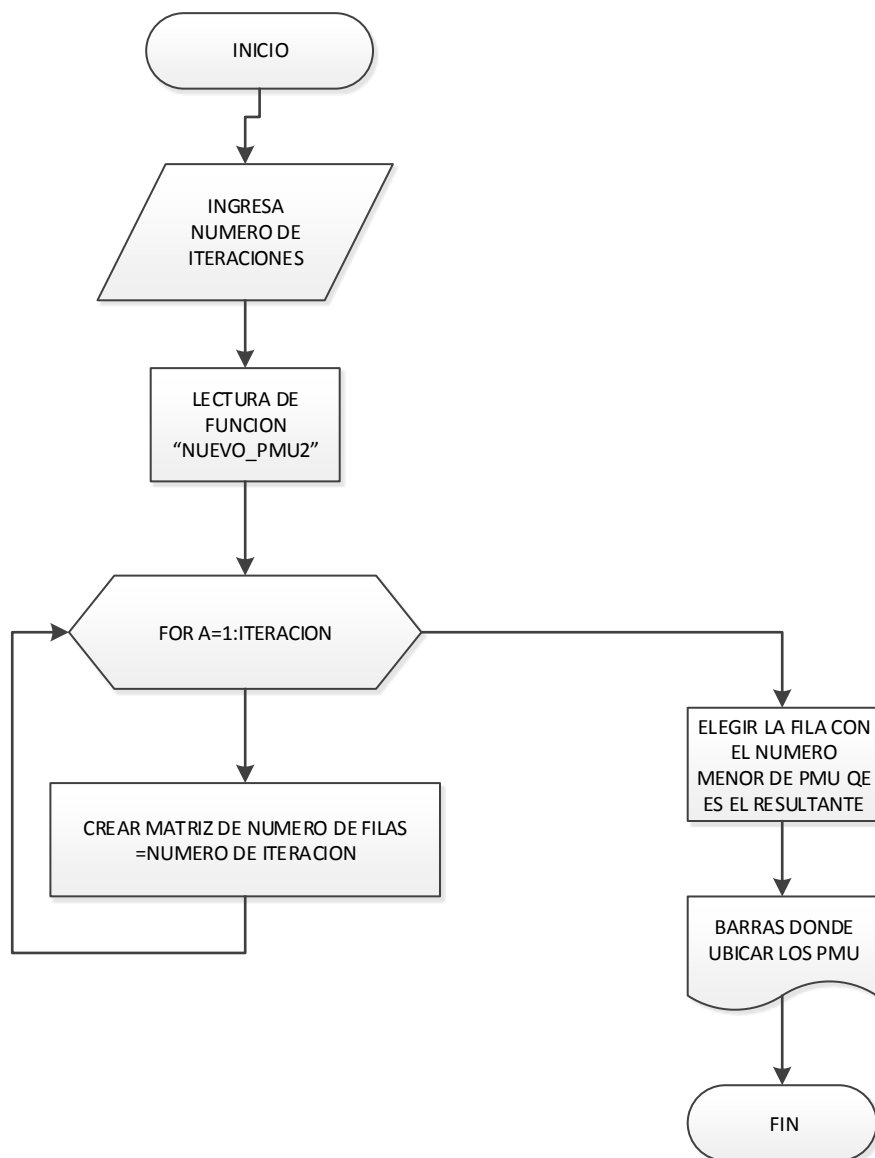


Figura 4.2: Algoritmo de elección para modelo de colocación.

Fuente: Autor

4.2 Aplicación del modelo.

.El modelo detallado en la sección 4.1 es probado en diferentes tipos de sistemas de prueba IEEE, para poder visualizar resultados y a su vez analizarlos.

4.2.1 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 57 barras.

El resultado obtenido en el ejemplo de prueba IEEE de 57 barras es el mostrado en la figura 4.3, la solución en este caso fue de 14 PMU que cumplen con la plena observabilidad si embargo este criterio como se ha mencionado, da la oportunidad de adaptarse a las prioridades del planificador.

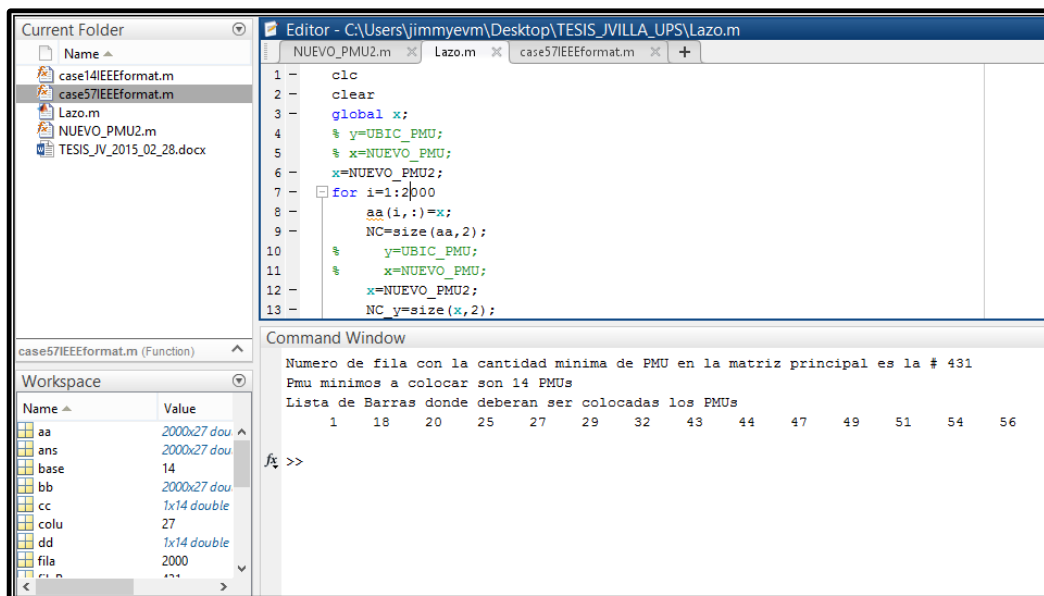


Figura 4.3: Ventana de resultados del modelo programado en MatLab IEEE 57 barras.

Fuente: Autor

4.2.1 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 118 barras.

El proceso aplicado en el sistema de prueba IEEE 57 barras es el mismo que se utiliza en el modelo de prueba IEEE 118 barras, en donde se debe observar que la cantidad de iteraciones aumenta o es mucho mayor a la cantidad de iteraciones ingresadas en el sistema de IEEE 57 barras eso se debe a que como se explicó anteriormente las posibilidades de soluciones aumenta de la misma forma como aumento la cantidad de barras.

Para este sistema de prueba IEEE 118 barras la mejor solución es de 28 PMU y de la misma manera cumple con la plena observabilidad.

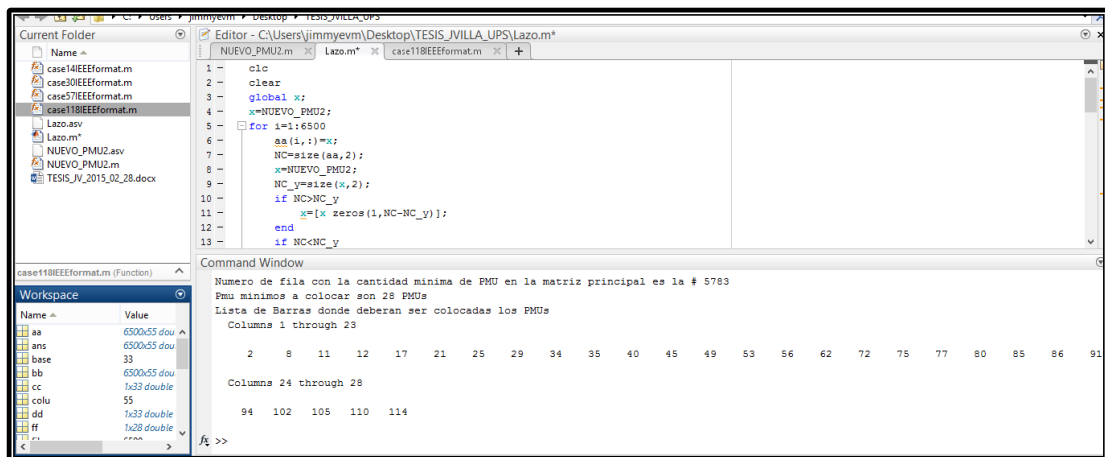


Figura 4.4: Ventana de resultados del modelo programado en MatLab IEEE 118 barras.

Fuente: Autor

4.3 Comparación gráfica.

De los resultados obtenidos con el modelo de colocación y mostrado en la figura 4.3, nos sirve para realizar la verificación manual del mismo en el que se demuestra que el sistema es totalmente observable como lo muestra la figura 4.5.

Donde podemos observar los PMU representados por las circunferencias de color azul y con una línea roja las barras observadas, tomar en cuenta que la variación del tamaño de las circunferencia se debe a las reglas reducción en este caso de transformadores indicados en la sección 3.1 y las líneas rojas alargadas debido las reglas de observabilidad detalladas en la sección 1.3.

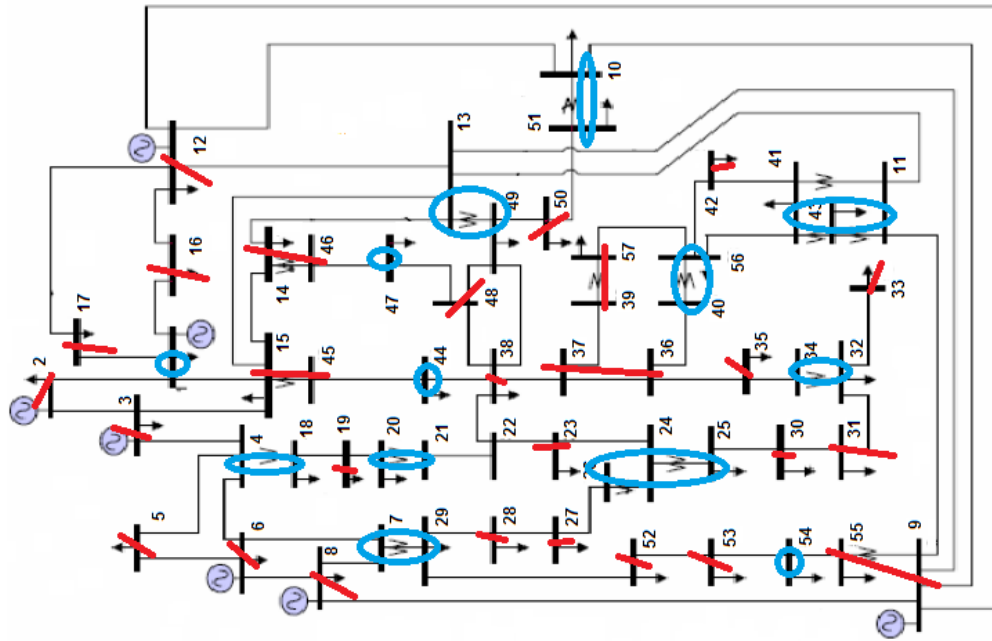


Figura 4.5: Comprobación manual de resultados IEEE 57 barras.

Fuente: Autor

4.4 Análisis de resultados.

Con los datos obtenidos con el modelo de colocación planteado en esta tesis nos permite realizar comparaciones con métodos precedentes expuestos en la sección 2.3.1, en la tabla 4.1, se observa que utilizando este modelo de Greddy aleatorio basada en las reglas de observabilidad y de reducción, con lo que se pudo optimizar el resultado.

TABLA 4.1: Tabla de comparación de PMU respecto a métodos anteriores IEEE 14 barras.

Modelo utilizado	# de PMU
Árbol de expansión	3
Programación entera	3
Greedy Aleatorio	2

Fuente: Autor.

En la tabla 4.2 y 4.3 observamos los resultados obtenidos después de correr el modelo varias veces en los diferentes sistemas de prueba IEEE, lo que ayuda a determinar las soluciones más confiables.

TABLA 4.2: Tabla de redundancia soluciones PMU IEEE 14 barras.

SEP :	IEEE 14 barras		
# de iteraciones	resultado lista de barras	# PMU	Tiempo aproximado (seg.)
10	6 9	2	3.36
10	6 9	2	3.36
10	6 9	2	3.36
10	6 9	2	3.36
10	5 9	2	3.36
10	6 9	2	3.36
10	5 9	2	3.36
10	2 9 11 12	4	3.36
10	5 9 11	3	3.36
10	5 9	2	3.36
20	6 9	2	5.83
20	6 9	2	5.83
20	5 9	2	5.83
20	2 9 11 13	4	5.83
20	6 9	2	5.83
20	5 9	2	5.83
20	6 9	2	5.83
20	6 9	2	5.83
20	6 9	2	5.83
20	5 9 11	3	5.83
20	5 9		5.83

TABLA 4.3: Tabla de redundancia soluciones PMU IEEE 30 barras.

SEP :	IEEE 30 barras		
# de iteraciones	resultado lista de barras	# PMU	Tiempo aprox. (seg)
100	2 10 12 18 24 26 27	7	28.34
100	1 7 10 13 19 24 26 27	8	28.34
100	1 7 10 13 18 23 26 27	8	28.34
100	2 10 12 18 24 26 27	7	28.34
100	1 4 6 7 10 19 23 26 30	9	28.34
100	2 10 12 19 24 26 27	7	28.34
100	1 7 10 12 19 24 26 27	8	28.34
100	1 6 7 10 12 18 23 26 30	9	28.34
100	2 6 7 10 12 19 24 26 29	9	28.34
100	1 6 7 10 12 19 24 26 30	9	28.34
100	2 3 8 10 13 18 24 26 29	9	28.39
100	1 5 7 10 13 18 24 26 27	9	28.39

100	2 3 8 10 13 18 24 26 29	9	28.39
100	1 7 10 12 19 23 26 27	8	28.39
100	3 5 7 10 13 19 23 26 27	8	28.39
500	2 10 12 18 24 26 27	7	138.46
500	1 4 7 10 19 23 26 27	8	138.46
500	1 7 10 12 18 24 26 27	8	138.46
500	2 3 10 13 19 23 26 27	8	138.46
500	1 4 7 10 18 23 26 27	8	138.46
500	3 7 10 13 18 23 26 27	8	138.46
500	2 10 12 18 23 26 27	7	138.46
500	2 10 12 18 23 26 27	7	138.46
500	3 7 10 13 18 24 26 27	8	138.46
500	1 7 10 12 18 24 26 27	8	138.46
500	2 3 10 12 19 23 26 27	8	138.46
500	1 7 10 12 18 24 26 27	8	138.46
500	1 4 7 10 19 24 26 27	8	138.46
500	1 7 10 12 18 23 26 27	8	138.46
500	1 7 10 12 18 23 26 27	8	138.46
1500	1 7 10 12 19 24 26 27	8	470.58
1500	2 10 12 18 24 26 27	7	470.58
1500	2 10 12 19 23 26 27	7	470.58
1500	2 10 12 19 23 26 27	7	470.58
1500	2 10 12 18 23 26 27	7	470.58
1500	2 10 12 18 23 26 27	7	470.58
1500	2 8 10 12 19 23 26 27	8	470.58
1500	2 3 10 13 19 24 26 27	8	470.58
2500	2 10 12 18 23 26 27	7	751.4
2500	2 10 12 18 23 26 27	7	751.4

No obstante el resultado según el número de barras puede cambiar, por lo que el planificador será la persona que juzgue el algoritmo y definirá si el mismo se adapta a sus necesidades y prioridades.

TABLA 4.4: *Tabla de distribución de PMU en diferentes sistemas.*

Tamaño del Sistema	14	30	57	118
% de barras con PMU	14.28	23.33	24.56	23.72

Fuente: Autor.

En la tabla 5.2 muestra que para todas las pruebas y los sistemas reales, el conjunto de colocación mínima está dentro de los 20-30% directrices establecidas por Baldwin et al.[6] en el sistema de bus IEEE-57 barras, los resultados son aún mejores que el 20% de límite inferior. Al igual que con los otros métodos, como aumenta el tamaño del sistema, el tiempo de ejecución del método codicioso aleatorizado también aumenta.

El algoritmo voraz aleatorio cumple con todas las características deseadas de un algoritmo de colocación de la Sección 2.3. Los Algoritmos codiciosos han demostrado proporcionar buenas soluciones aproximadas para muchos problemas NP-completos[24].

CONCLUSIONES:

- Se realizó la optimización para ubicación de los PMU en un sistema eléctrico de potencia, tomando como ejemplos varios sistemas de prueba IEEE, sin embargo los resultados obtenidos deben ser analizados por el planificador de PMU debido a las prioridades del SEP.
- Se encontró y analizaron métodos de reducción los cuales minimizan los candidatos de elección en el algoritmo de colocación, estas reglas son comprobadas debido a la aplicación de las leyes de Kirchhoff, la ley de Ohm (reglas de observabilidad) y los equivalentes Thevenin, de igual manera con los métodos la reducción de barras por las características de los equipos siendo estas las máquinas estáticas como los transformadores y a características propias de las barras de generación, carga o estables que conforman el SEP.
- Se determinó la capacidad de observabilidad de los PMU, la cual se adaptó a las características del SEP, aumentando su capacidad de observación debido a la aplicación de las reglas de observabilidad y reducción.
- Se presenta un modelo de colocación que cumple con la característica principal de observabilidad óptima del SEP, obteniendo varios resultados los cuales dependen del tamaño y topología del SEP, dando la oportunidad de poder elegir la mejor opción que se adapte a las prioridades del planificador de PMU.
- Se comprobó que el modelo de colocación aplicado en diferentes sistemas de prueba IEEE determinando resultados de colocación de PMU con una observabilidad completa, que se encuentran dentro de lo establecido como base óptima es decir dentro del rango del 20 al 30 % de la cantidad total de barras que conforman el SEP.

- Esta tesis presenta un modelo de colocación de PMU para observabilidad óptima del sistema eléctrico. En el capítulo 1 trata sobre la planificación para la plena observabilidad, enfatizando en ser práctico, en lugar de colocar los PMU de forma esporádica para aplicaciones locales, el planificador de la red podría reducir significativamente el número de las PMU, y por lo tanto el costo, en un largo plazo, sin embargo se iniciaría con un conjunto de colocación mínimo.
- El modelo de colocación necesita para transformar una red real en matrices los datos relacionados con las barras, líneas y de inyección. Las barras sólo deben incluir los puntos que pueden recibir una PMU y dónde se necesitan las mediciones para observabilidad. Información ajena al sistema o al modelo, podría llevar a que el algoritmo de colocación coloque más las PMU que las necesarias.
- Las líneas que conectan a dos barras y pueden ser una combinación de varias líneas, transformadores o condensadores en serie y dado que la información de las bases de datos no son del todo puntuales pueden llevar a malas interpretaciones. La Inyección representa tanto a la carga como a la generación en la que se toma la potencia variable dentro o fuera de la red.
- Las reglas de reducción propuestos fueron capaces de transformar los datos de sistema en formato de software a un modelo de colocación con toda la información del sistema necesaria para el algoritmo de colocación para funcionar de manera eficiente.
- Debido a que el modelo de colocación debe ejecutarse muchas veces; por lo tanto, tiene que ser relativamente rápido. Dependiendo del tamaño y topología del sistema, algunos algoritmos pueden ser "mejores" que otros en un sistema, pero no en un sistema diferente. El planificador de PMU debe juzgar a los algoritmos de colocación potenciales y analizar cómo trabajan con su sistema específico.

- El algoritmo voraz aleatorio introducido en esta tesis es rápida, produce muchos diferentes PMU que permite la comparación de los mismos y se ajustable a las preferencias del propietario con la adición de una función de peso.
- Para los sistemas de prueba IEEE, el algoritmo produce resultados buenos. También corrió rápidamente y funcionaba bien en dos sistemas reales de gran tamaño, mientras que la aleatoriedad agregado mejoró los resultados.

RECOMENDACIONES:

Se recomienda lo siguiente para ayudar y ampliar el presente trabajo de tesis.

- Para futuros trabajos, además de pruebas y validaciones es necesario mejorar las reglas de reducción y el modelo de colocación de tal manera que se pueda minimice el tiempo de ejecución del modelo, de igual manera se pueda dar variables de entrada como preferencias, restricciones o demás prioridades que tenga el planificador de PMU.
- Aplicar los principios básicos de esta estrategia a otros temas relacionados con la colocación de los equipos en los sistemas de transmisión.
- Para futuros trabajos llevar a cabo investigaciones sobre las ventajas de los PMU en un sistema para la observabilidad completa, para alentar a las empresas de transmisión e invertir en unidades de gestión para observabilidad completa del sistema.
- Para ingresar las matrices de entrada del algoritmo se debe revisar previamente que se encuentren en el formato adecuado y constituidas adecuadamente, para el caso de la presente investigación se ingresan las matrices en formato IEEE.
- Para futuros trabajos se debe aplicar los PMU propuestos en este documento en los flujos de los sistemas evaluados con valores reales de los sistemas y obtener el comportamiento del SEP.
- En futuros trabajos aplicar el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación en el Sistema Nacional Interconectado para modelar la visualización del sistema y revisar las posibilidades de implementación.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Pillajo, “Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal Utilizando Mediciones Sincrofasoriales PMU EPN.”
- [2] G. J. Araque and R. Barba, “Unidades de Medición Fasorial - PMU,” pp. 44–50.
- [3] A. TORRE and I. LARCO, ““Análisis Técnico para la Implementación de un Sistema de Monitores de Área Extendida (WAMS) En el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,”” *dspace.ups.edu.ec*, 2013.
- [4] T. Bi, S. M. Ieee, and H. Liu, “The Discussion on the Key Issues Affecting the Accuracy and the Application of PMU Technology,” pp. 1–6, 2011.
- [5] J. Cepeda, D. Echeverría, and G. Argüello, “CENACE ’ s Experiences on Implementing a Wide Area Monitoring System (WAMS) in the Ecuadorian Power System,” no. Concapan Xxxiv, 2014.
- [6] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen, and R. Adapa, “Power system observability with minimal phasor measurement placement,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 707–715, May 1993.
- [7] D. J. Brueni and L. S. Heath, “The PMU Placement Problem,” *SIAM J. Discret. Math.*, vol. 19, no. 3, pp. 744–761, Jan. 2005.
- [8] R. F. Nuqui, “State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements Reynaldo Francisco Nuqui State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements Reynaldo Francisco Nuqui (ABSTRACT),” 2001.
- [9] D. Novosel, K. Vu, V. Centeno, S. Skok, and M. Begovic, “Benefits of Synchronized-Measurement Technology for Power-Grid Applications,” *2007 40th Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, pp. 118–118, 2007.
- [10] D. Novosel and J. Cole, “PHASOR MEASUREMENT APPLICATION STUDY,” 2007.
- [11] J. D. Restrepo and G. López, “POSIBILIDADES DE APLICACIÓN DE PMU ’ s EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN,” pp. 1–9, 2010.
- [12] Q. Yang, T. Bi, and J. Wu, “WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, Jun. 2007.
- [13] R. M. Moraes, H. A. R. Volskis, Y. Hu, and S. Member, “Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System,” no. April, pp. 143–149, 2008.

- [14] S. Estimation and L. Impedance, "Monitoring of Power System Dynamics Performance 28-30 April 2008, Saint Petersburg 3.," no. April, pp. 1–8, 2008.
- [15] I. Arbiter Systems, "MODEL 1133A POWER SENTINEL TM POWER QUALITY REVENUE STANDARD OPERATION MANUAL," pp. 1–192.
- [16] D. Sheets and F. O. R. Ieee, "DATA SHEETS FOR IEEE 14 BUS SYSTEM."
- [17] J. Guo, "Improved Algorithms and Complexity Results for Power Domination in Graphs *," pp. 1–30, 2007.
- [18] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, and R. L. Rivest, *Introduction to Algorithms* , *Second Edition*, vol. 7. 2001.
- [19] R. F. Nuqui, A. G. Phadke, and L. Fellow, "Phasor Measurement Unit Placement Techniques for Complete and Incomplete Observability," vol. 20, no. 4, pp. 2381–2388, 2005.
- [20] A. Abur, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation," 1996.
- [21] A. Abur, "Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs," *IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. 2004.*, no. 1, pp. 1472–1475.
- [22] J. Luis and O. Rubio, "dispositivos FACTS en generadores eólicos," pp. 36–41, 2008.
- [23] N. E. Wu, "A new scalable solution to optimal PMU placement under a long-run data availability criterion," *2013 Am. Control Conf.*, pp. 5068–5073, Jun. 2013.
- [24] V. J. Rayward-Smith, T. H. Cormen, C. E. Leiserson, and R. L. Rivest, *Introduction to Algorithms*, vol. 42, no. 9. 1991, p. 816.
- [25] P. Sciences, G. Adolfo, and V. Mora, "UNCERTAINTY AND STATE ESTIMATION OF POWER SYSTEM," 2012.
- [26] 2003 IIT Power Group, "System Description : 118 buses 186 branches 91 load sides 54 thermal units One-line Diagram of IEEE 118-bus Test System IIT Power Group , 2003," p. 112, 2003.

ANEXOS

ANEXO A
BASE DE DATOS IEEE

Este apéndice muestra las bases de datos de los sistemas de prueba IEEE utilizados en esta tesis así como sus diagramas unifilares.

IEEE 14 BUS SYSTEM DATA

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, áreas, gencost] =
case14IEEEformat()
%CASE14    Power flow data for IEEE 14 bus test case.
%    Please see 'help caseformat' for details on the case file
format.
%    This data was converted from IEEE Common Data Format
%    (ieee14cdf.txt) on 20-Sep-2004
%
%    Converted from IEEE CDF file from:
%    http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
%    08/19/93 UW ARCHIVE                100.0    1962 W IEEE 14 Bus Test Case

%    MATPOWER
%    $Id: case14.m,v 1.5 2004/09/21 01:46:23 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;

%% bus data
% Bus type
%      1 - Load bus (no generation)
%      2 - Generator or plant bus
%      3 - Swing bus
%      4 - Isolated bus

%      bus_i   type   Pd   Qd   Gs   Bs   area   Vm   Va   baseKV   zone
%      Vmax   Vmin
bus = [
1   3   0           0       0       0   1   1.06       0       0   1   1.06
0.94;
2   2   21.7       12.7     0       0   1   1.045      -4.98    0   1   1.06
0.94;
3   2   94.2       19       0       0   1   1.01       -12.72   0   1   1.06
0.94;
4   1   47.8       -3.9     0       0   1   1.019      -10.33   0   1   1.06
0.94;
5   1   7.6        1.6     0       0   1   1.02       -8.78    0   1   1.06
0.94;
6   2   11.2       7.5     0       0   1   1.07       -14.22   0   1   1.06
0.94;
7   1   0          0       0       0   1   1.062      -13.37   0   1   1.06
0.94;
8   2   0          0       0       0   1   1.09       -13.36   0   1   1.06
0.94;
9   1   29.5       16.6     0      19   1   1.056      -14.94   0   1   1.06
0.94;
10  1   9          5.8     0       0   1   1.051      -15.1    0   1   1.06
0.94;
11  1   3.5        1.8     0       0   1   1.057      -14.79   0   1   1.06
0.94;
```

```

12 1 6.1 1.6 0 0 1 1.055 -15.07 0 1 1.06
0.94;
13 1 13.5 5.8 0 0 1 1.05 -15.16 0 1 1.06
0.94;
14 1 14.9 5 0 0 1 1.036 -16.04 0 1 1.06
0.94;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
1 232.4 -16.9 10 0 1.06 100 1 332.4 0;
2 40 42.4 50 -40 1.045 100 1 140 0;
3 0 23.4 40 0 1.01 100 1 100 0;
6 0 12.2 24 -6 1.07 100 1 100 0;
8 0 17.4 24 -6 1.09 100 1 100 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status
branch = [
1 2 0.01938 0.05917 0.0528 9900 1 1 1 0 1;
1 5 0.05403 0.22304 0.0492 9900 1 1 1 0 1;
2 3 0.04699 0.19797 0.0438 9900 1 1 1 0 1;
2 4 0.05811 0.17632 0.034 9900 1 1 1 0 1;
2 5 0.05695 0.17388 0.0346 9900 1 1 1 0 1;
3 4 0.06701 0.17103 0.0128 9900 1 1 1 0 1;
4 5 0.01335 0.04211 0 9900 0 1 1 1 1;
4 7 0 0.20912 0 9900 0 0 0.978 0 1;
4 9 0 0.55618 0 9900 0 0 0.969 0 1;
5 6 0 0.25202 0 9900 0 0 0.932 0 1;
6 11 0.09498 0.1989 0 9900 0 1 1 0 1;
6 12 0.12291 0.25581 0 9900 0 1 1 0 1;
6 13 0.06615 0.13027 0 9900 0 1 1 0 1;
7 8 0 0.17615 0 9900 0 0 1 1 1;
7 9 0 0.11001 0 9900 0 0 1 1 1;
9 10 0.03181 0.0845 0 9900 0 1 1 0 1;
9 14 0.12711 0.27038 0 9900 0 0 1 0 1;
10 11 0.08205 0.19207 0 9900 0 0 1 0 1;
12 13 0.22092 0.19988 0 9900 0 0 1 0 1;
13 14 0.17093 0.34802 0 9900 0 0 1 0 1;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% area data
areas = [
1 1;
];

%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x0 y0 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
gencost = [
2 0 0 3 0.0430293 20 0;
2 0 0 3 0.25 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
];

return;

```

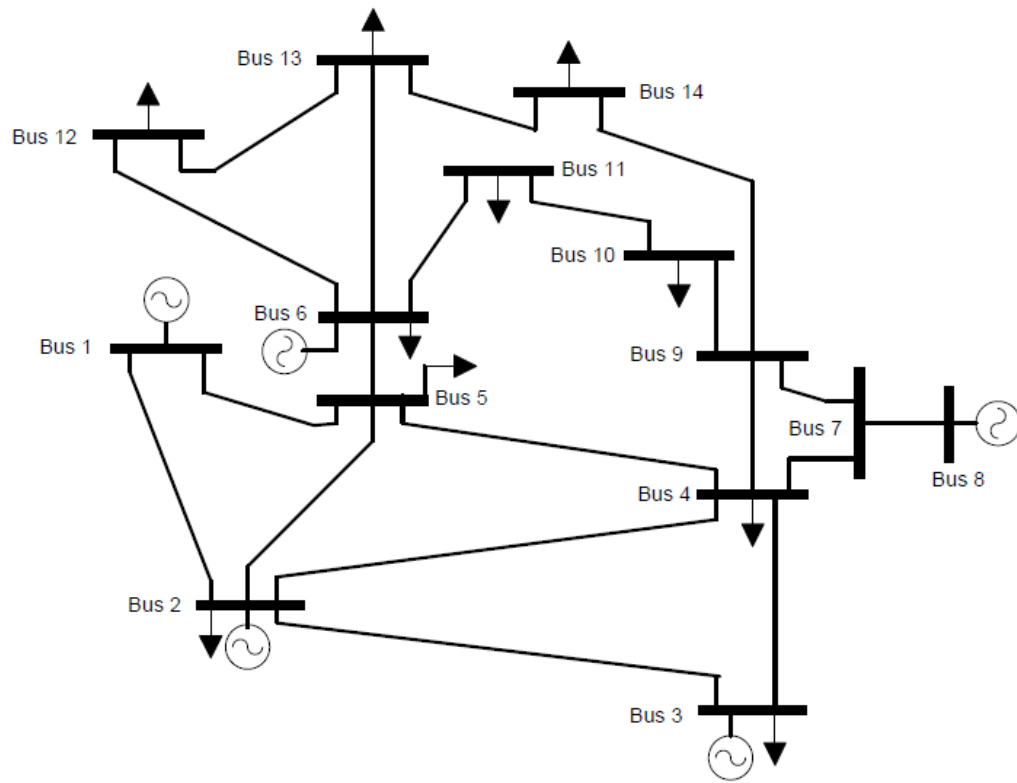


Figura 5.1: Diagrama Unifilar del sistema IEEE 14 barras.

Fuente:[25] Sciences, P., Adolfo, G., & Mora, V. (2012). *UNCERTAINTY AND STATE ESTIMATION OF POWER SYSTEM.*

IEEE 30 BUS SYSTEM DATA

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] =
case30IEEEformat ()
% CASE_IEEE30      Power flow data for IEEE 30 bus test case.
%   Please see 'help caseformat' for details on the case file
format.
%   This data was converted from IEEE Common Data Format
%   (ieee30cdf.txt) on 20-Sep-2004 by cdf2matp, rev. 1.11
%   See end of file for warnings generated during conversion.
%
%   Converted from IEEE CDF file from:
%       http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
%   08/20/93 UW ARCHIVE                100.0   1961 W IEEE 30 Bus Test Case

%   MATPOWER
%   $Id: case_ieee30.m,v 1.2 2004/09/21 01:45:05 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;

%% bus data
% Bus type
%      1 - Load bus (no generation)
%      2 - Generator or plant bus
%      3 - Swing bus
%      4 - Isolated bus

%   bus_i   type   Pd Qd Gs Bs area   Vm Va baseKV zone
Vmax      Vmin
bus = [
1      3      5      5      0  0  1  1.06      0      132      1
1.06    0.94;
2      2      21.7    12.7    0  0  1  1.043    -5.48    132      1
1.06    0.94;
3      1      2.4      1.2    0  0  1  1.021    -7.96    132      1
1.06    0.94;
4      1      7.6      1.6    0  0  1  1.012    -9.62    132      1
1.06    0.94;
5      2      0      0      0  0  1  1.01      -14.37    132  1  1.06
0.94;
6      1      0      0      0  0  1  1.01      -11.34    132  1  1.06
0.94;
7      1      22.8     10.9    0  0  1  1.002     -13.12    132  1  1.06
0.94;
8      2      30      30    0  0  1  1.01      -12.1     132  1  1.06
0.94;
9      1      0      0      0  0  1  1.051     -14.38    1  1  1.06
0.94;
10     1      5.8      2      0  19  1  1.045     -15.97    33  1  1.06
0.94;
11     2      0      0      0  0  1  1.082     -14.39    11  1  1.06
0.94;
12     1      11.2     7.5    0  0  1  1.057     -15.24    33  1  1.06
0.94;
13     2      5      0      0  0  1  1.071     -15.24    11  1  1.06
0.94;

```

```

14 1 6.2 1.6 0 0 1 1.042 -16.13 33 1 1.06
0.94;
15 1 8.2 2.5 0 0 1 1.038 -16.22 33 1 1.06
0.94;
16 1 3.5 1.8 0 0 1 1.045 -15.83 33 1 1.06
0.94;
17 1 9 5.8 0 0 1 1.04 -16.14 33 1 1.06
0.94;
18 1 3.2 0.9 0 0 1 1.028 -16.82 33 1 1.06
0.94;
19 1 9.5 3.4 0 0 1 1.026 -17 33 1 1.06 0.94;
20 1 2.2 0.7 0 0 1 1.03 -16.8 33 1 1.06
0.94;
21 1 17.5 11.2 0 0 1 1.033 -16.42 33 1 1.06
0.94;
22 1 5 0 0 0 1 1.033 -16.41 33 1 1.06
0.94;
23 1 3.2 1.6 0 0 1 1.027 -16.61 33 1 1.06
0.94;
24 1 8.7 6.7 0 4.3 1 1.021 -16.78 33 1 1.06
0.94;
25 1 0 0 0 0 1 1.017 -16.35 33 1 1.06
0.94;
26 1 3.5 2.3 0 0 1 1 -16.77 33 1 1.06 0.94;
27 1 5 0 0 0 1 1.023 -15.82 33 1 1.06
0.94;
28 1 0 0 0 0 1 1.007 -11.97 132 1 1.06
0.94;
29 1 2.4 0.9 0 0 1 1.003 -17.06 33 1 1.06
0.94;
30 1 10.6 1.9 0 0 1 0.992 -17.94 33 1 1.06
0.94;
];

```

```
%% generator data
```

```

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
1 260.2 -16.1 10 0 1.06 100 1 360.2 0;
2 40 50 50 -40 1.045 100 1 140 0;
5 0 37 40 -40 1.01 100 1 100 0;
8 0 37.3 40 -10 1.01 100 1 100 0;
11 0 16.2 24 -6 1.082 100 1 100 0;
13 0 10.6 24 -6 1.071 100 1 100 0;
];

```

```
%% branch data
```

```

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status
branch = [
1 2 0.0192 0.0575 0.0528 9900 0 0 0 0 1;
1 3 0.0452 0.1652 0.0408 9900 0 0 0 0 1;
2 4 0.057 0.1737 0.0368 9900 0 0 0 0 1;
3 4 0.0132 0.0379 0.0084 9900 0 0 0 0 1;
2 5 0.0472 0.1983 0.0418 9900 0 0 0 0 1;
2 6 0.0581 0.1763 0.0374 9900 0 0 0 0 1;
4 6 0.0119 0.0414 0.009 9900 0 0 0 0 1;
5 7 0.046 0.116 0.0204 9900 0 0 0 0 1;
6 7 0.0267 0.082 0.017 9900 0 0 0 0 1;
6 8 0.012 0.042 0.009 9900 0 0 0 0 1;
6 9 0 0.208 0 9900 0 0 0.978 0 1;
];

```

```

6 10 0 0.556 0 9900 0 0 0.969 0 1;
9 11 0 0.208 0 9900 0 0 0 0 1;
9 10 0 0.11 0 9900 0 0 0 0 1;
4 12 0 0.256 0 9900 0 0 0.932 0 1;
12 13 0 0.14 0 9900 0 0 0 0 1;
12 14 0.1231 0.2559 0 9900 0 0 0 0 1;
12 15 0.0662 0.1304 0 9900 0 0 0 0 1;
12 16 0.0945 0.1987 0 9900 0 0 0 0 1;
14 15 0.221 0.1997 0 9900 0 0 0 0 1;
16 17 0.0524 0.1923 0 9900 0 0 0 0 1;
15 18 0.1073 0.2185 0 9900 0 0 0 0 1;
18 19 0.0639 0.1292 0 9900 0 0 0 0 1;
19 20 0.034 0.068 0 9900 0 0 0 0 1;
10 20 0.0936 0.209 0 9900 0 0 0 0 1;
10 17 0.0324 0.0845 0 9900 0 0 0 0 1;
10 21 0.0348 0.0749 0 9900 0 0 0 0 1;
10 22 0.0727 0.1499 0 9900 0 0 0 0 1;
21 22 0.0116 0.0236 0 9900 0 0 0 0 1;
15 23 0.1 0.202 0 9900 0 0 0 0 1;
22 24 0.115 0.179 0 9900 0 0 0 0 1;
23 24 0.132 0.27 0 9900 0 0 0 0 1;
24 25 0.1885 0.3292 0 9900 0 0 0 0 1;
25 26 0.2544 0.38 0 9900 0 0 0 0 1;
25 27 0.1093 0.2087 0 9900 0 0 0 0 1;
28 27 0 0.396 0 9900 0 0 0.968 0 1;
27 29 0.2198 0.4153 0 9900 0 0 0 0 1;
27 30 0.3202 0.6027 0 9900 0 0 0 0 1;
29 30 0.2399 0.4533 0 9900 0 0 0 0 1;
8 28 0.0636 0.2 0.0428 9900 0 0 0 0 1;
6 28 0.0169 0.0599 0.013 9900 0 0 0 0 1;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% area data
areas = [
1 1;
];

%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x0 y0 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
gencost = [
2 0 0 3 .5*0.02 2 0;
2 0 0 3 .5*0.0175 1.75 0;
2 0 0 3 .5*0.0625 1 0;
2 0 0 3 .5*0.00834 3.25 0;
2 0 0 3 .5*0.025 3 0;
2 0 0 3 .5*0.025 3 0;
];

return;

```

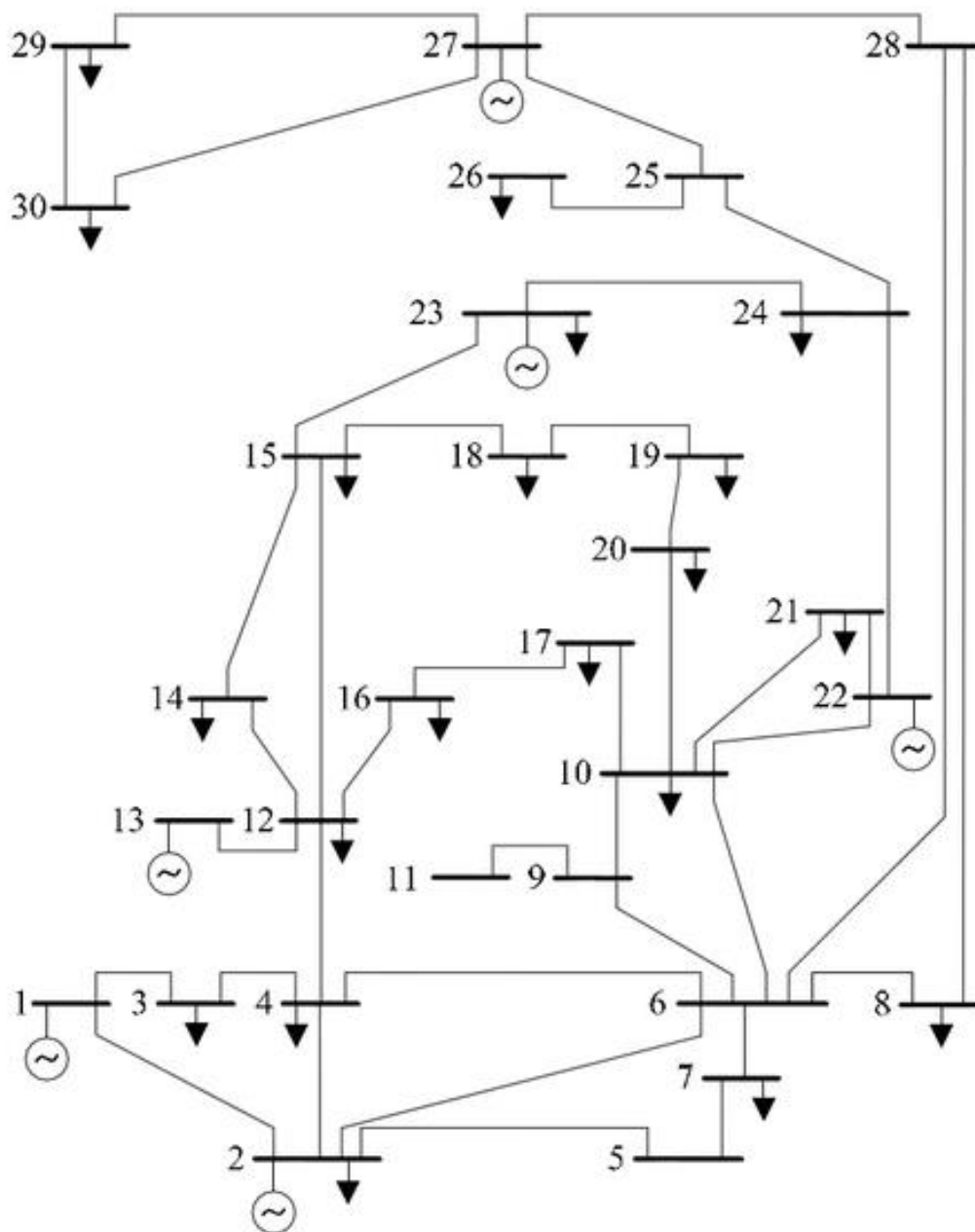


Figura 5.2: Diagrama Unifilar del sistema IEEE 30 barras.

Fuente:[25] Sciences, P., Adolfo, G., & Mora, V. (2012). *UNCERTAINTY AND STATE ESTIMATION OF POWER SYSTEM.*

IEEE 57 SYSTEM DATA

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] =
case57IEEEformat()
%CASE57      Power flow data for IEEE 57 bus test case.
%   Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%   This data was converted from IEEE Common Data Format
%   (ieee57cdf.txt) on 20-Sep-2004
%
%   Converted from IEEE CDF file from:
%       http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
%   Manually modified Qmax, Qmin on generator 1 to 200, -140,
%   respectively.
%
%   08/25/93 UW ARCHIVE                100.0   1961 W IEEE 57 Bus Test Case

%   MATPOWER
%   $Id: case57.m,v 1.10 2010/03/10 18:08:13 ray Exp $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
% mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;

%% bus data
% Bus type
%       1 - Load bus (no generation)
%       2 - Generator or plant bus
%       3 - Swing bus
%       4 - Isolated bus
% bus_i  type  Pd  Qd  Gs  Bs  area    Vm  Va  baseKV  zone
Vmax    Vmin
bus = [
    1   3   55    17    0   0   1   1.04    0   0   1   1.06
0.94;
    2   2    3    88    0   0   1   1.01   -1.18  0   1   1.06
0.94;
    3   2   41    21    0   0   1   0.985  -5.97  0   1   1.06
0.94;
    4   1    0     0    0   0   1   0.981  -7.32  0   1   1.06
0.94;
    5   1   13     4    0   0   1   0.976  -8.52  0   1   1.06
0.94;
    6   2   75     2    0   0   1   0.98   -8.65  0   1   1.06
0.94;
    7   1    0     0    0   0   1   0.984  -7.58  0   1   1.06
0.94;
    8   2  150    22    0   0   1   1.005  -4.45  0   1   1.06
0.94;
    9   2  121    26    0   0   1   0.98   -9.56  0   1   1.06
0.94;
   10   1    5     2    0   0   1   0.986 -11.43  0   1   1.06
0.94;
   11   1    0     0    0   0   1   0.974 -10.17  0   1   1.06
0.94;

```

12	2	377	24	0	0	1	1.015	-10.46	0	1	1.06
0.94;											
13	1	18	2.3	0	0	1	0.979	-9.79	0	1	1.06
0.94;											
14	1	10.5	5.3	0	0	1	0.97	-9.33	0	1	1.06
0.94;											
15	1	22	5	0	0	1	0.988	-7.18	0	1	1.06
0.94;											
16	1	43	3	0	0	1	1.013	-8.85	0	1	1.06
0.94;											
17	1	42	8	0	0	1	1.017	-5.39	0	1	1.06
0.94;											
18	1	27.2	9.8	0	10	1	1.001	-11.71	0	1	1.06
0.94;											
19	1	3.3	0.6	0	0	1	0.97	-13.2	0	1	1.06
0.94;											
20	1	2.3	1	0	0	1	0.964	-13.41	0	1	1.06
0.94;											
21	1	0	0	0	0	1	1.008	-12.89	0	1	1.06
0.94;											
22	1	0	0	0	0	1	1.01	-12.84	0	1	1.06
0.94;											
23	1	6.3	2.1	0	0	1	1.008	-12.91	0	1	1.06
0.94;											
24	1	0	0	0	0	1	0.999	-13.25	0	1	1.06
0.94;											
25	1	6.3	3.2	0	5.9	1	0.982	-18.13	0	1	1.06
0.94;											
26	1	0	0	0	0	1	0.959	-12.95	0	1	1.06
0.94;											
27	1	9.3	0.5	0	0	1	0.982	-11.48	0	1	1.06
0.94;											
28	1	4.6	2.3	0	0	1	0.997	-10.45	0	1	1.06
0.94;											
29	1	17	2.6	0	0	1	1.01	-9.75	0	1	1.06
0.94;											
30	1	3.6	1.8	0	0	1	0.962	-18.68	0	1	1.06
0.94;											
31	1	5.8	2.9	0	0	1	0.936	-19.34	0	1	1.06
0.94;											
32	1	1.6	0.8	0	0	1	0.949	-18.46	0	1	1.06
0.94;											
33	1	3.8	1.9	0	0	1	0.947	-18.5	0	1	1.06
0.94;											
34	1	0	0	0	0	1	0.959	-14.1	0	1	1.06
0.94;											
35	1	6	3	0	0	1	0.966	-13.86	0	1	1.06
0.94;											
36	1	0	0	0	0	1	0.976	-13.59	0	1	1.06
0.94;											
37	1	0	0	0	0	1	0.985	-13.41	0	1	1.06
0.94;											
38	1	14	7	0	0	1	1.013	-12.71	0	1	1.06
0.94;											
39	1	0	0	0	0	1	0.983	-13.46	0	1	1.06
0.94;											
40	1	0	0	0	0	1	0.973	-13.62	0	1	1.06
0.94;											
41	1	6.3	3	0	0	1	0.996	-14.05	0	1	1.06
0.94;											

```

    42 1 7.1 4.4 0 0 1 0.966 -15.5 0 1 1.06
0.94;
    43 1 2 1 0 0 1 1.01 -11.33 0 1 1.06
0.94;
    44 1 12 1.8 0 0 1 1.017 -11.86 0 1 1.06
0.94;
    45 1 0 0 0 0 1 1.036 -9.25 0 1 1.06
0.94;
    46 1 0 0 0 0 1 1.05 -11.89 0 1 1.06
0.94;
    47 1 29.7 11.6 0 0 1 1.033 -12.49 0 1 1.06
0.94;
    48 1 0 0 0 0 1 1.027 -12.59 0 1 1.06
0.94;
    49 1 18 8.5 0 0 1 1.036 -12.92 0 1 1.06
0.94;
    50 1 21 10.5 0 0 1 1.023 -13.39 0 1 1.06
0.94;
    51 1 18 5.3 0 0 1 1.052 -12.52 0 1 1.06
0.94;
    52 1 4.9 2.2 0 0 1 0.98 -11.47 0 1 1.06
0.94;
    53 1 20 10 0 6.3 1 0.971 -12.23 0 1 1.06
0.94;
    54 1 4.1 1.4 0 0 1 0.996 -11.69 0 1 1.06
0.94;
    55 1 6.8 3.4 0 0 1 1.031 -10.78 0 1 1.06
0.94;
    56 1 7.6 2.2 0 0 1 0.968 -16.04 0 1 1.06
0.94;
    57 1 6.7 2 0 0 1 0.965 -16.56 0 1 1.06
0.94;
];

```

```
%% generator data
```

```

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30
ramp_q apf
gen = [
    1 128.9 -16.1 200 -140 1.04 100 1 575.88 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    2 0 -0.8 50 -17 1.01 100 1 100 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    3 40 -1 60 -10 0.985 100 1 140 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    6 0 0.8 25 -8 0.98 100 1 100 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    8 450 62.1 200 -140 1.005 100 1 550 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    9 0 2.2 9 -3 0.98 100 1 100 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    12 310 128.5 155 -150 1.015 100 1 410 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

```
%% branch data
```

```

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status angmin angmax
branch = [

```

1	2	0.0083	0.028	0.129	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
2	3	0.0298	0.085	0.0818	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
3	4	0.0112	0.0366	0.038	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
4	5	0.0625	0.132	0.0258	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
4	6	0.043	0.148	0.0348	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
6	7	0.02	0.102	0.0276	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
6	8	0.0339	0.173	0.047	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
9	10	0.0369	0.1679	0.044	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
9	12	0.0648	0.295	0.0772	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
9	13	0.0481	0.158	0.0406	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
13	14	0.0132	0.0434	0.011	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
13	15	0.0269	0.0869	0.023	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
1	15	0.0178	0.091	0.0988	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
1	16	0.0454	0.206	0.0546	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
1	17	0.0238	0.108	0.0286	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
3	15	0.0162	0.053	0.0544	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
4	18	0	0.555	0	9900	0	0	0.97	0	1
-360	360;									
4	18	0	0.43	0	9900	0	0	0.978	0	1
-360	360;									
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
12	13	0.0178	0.058	0.0604	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
12	16	0.018	0.0813	0.0216	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
12	17	0.0397	0.179	0.0476	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
18	19	0.461	0.685	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
19	20	0.283	0.434	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									

21	20	0	0.7767	0	9900	0	0	1.043	0	1
-360	360;									
21	22	0.0736	0.117	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
22	23	0.0099	0.0152	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
23	24	0.166	0.256	0.0084	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
24	25	0	1.182	0	9900	0	0	1	0	1
-360	360;									
24	25	0	1.23	0	9900	0	0	1	0	1
-360	360;									
24	26	0	0.0473	0	9900	0	0	1.043	0	1
-360	360;									
26	27	0.165	0.254	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
27	28	0.0618	0.0954	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
28	29	0.0418	0.0587	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
7	29	0	0.0648	0	9900	0	0	0.967	0	1
-360	360;									
25	30	0.135	0.202	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
30	31	0.326	0.497	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
31	32	0.507	0.755	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
32	33	0.0392	0.036	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
34	32	0	0.953	0	9900	0	0	0.975	0	1
-360	360;									
34	35	0.052	0.078	0.0032	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
35	36	0.043	0.0537	0.0016	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
36	37	0.029	0.0366	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
37	38	0.0651	0.1009	0.002	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
37	39	0.0239	0.0379	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
36	40	0.03	0.0466	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
22	38	0.0192	0.0295	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
11	41	0	0.749	0	9900	0	0	0.955	0	1
-360	360;									
41	42	0.207	0.352	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
41	43	0	0.412	0	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
38	44	0.0289	0.0585	0.002	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									
15	45	0	0.1042	0	9900	0	0	0.955	0	1
-360	360;									
14	46	0	0.0735	0	9900	0	0	0.9	0	1
-360	360;									
46	47	0.023	0.068	0.0032	9900	0	0	0	0	1
-360	360;									

```

47 48 0.0182 0.0233 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
48 49 0.0834 0.129 0.0048 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
49 50 0.0801 0.128 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
50 51 0.1386 0.22 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
10 51 0 0.0712 0 9900 0 0 0.93 0 1
-360 360;
13 49 0 0.191 0 9900 0 0 0.895 0 1
-360 360;
29 52 0.1442 0.187 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
52 53 0.0762 0.0984 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
53 54 0.1878 0.232 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
54 55 0.1732 0.2265 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
11 43 0 0.153 0 9900 0 0 0.958 0 1
-360 360;
44 45 0.0624 0.1242 0.004 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
40 56 0 1.195 0 9900 0 0 0.958 0 1
-360 360;
56 41 0.553 0.549 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
56 42 0.2125 0.354 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
39 57 0 1.355 0 9900 0 0 0.98 0 1
-360 360;
57 56 0.174 0.26 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
38 49 0.115 0.177 0.003 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
38 48 0.0312 0.0482 0 9900 0 0 0 0 1
-360 360;
9 55 0 0.1205 0 9900 0 0 0.94 0 1
-360 360;
];
%%----- OPF Data -----%%
%% area data
areas = [
1 1;
];
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
gencost = [
2 0 0 3 0.0775795 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.25 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0222222 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0322581 20 0;
];

```

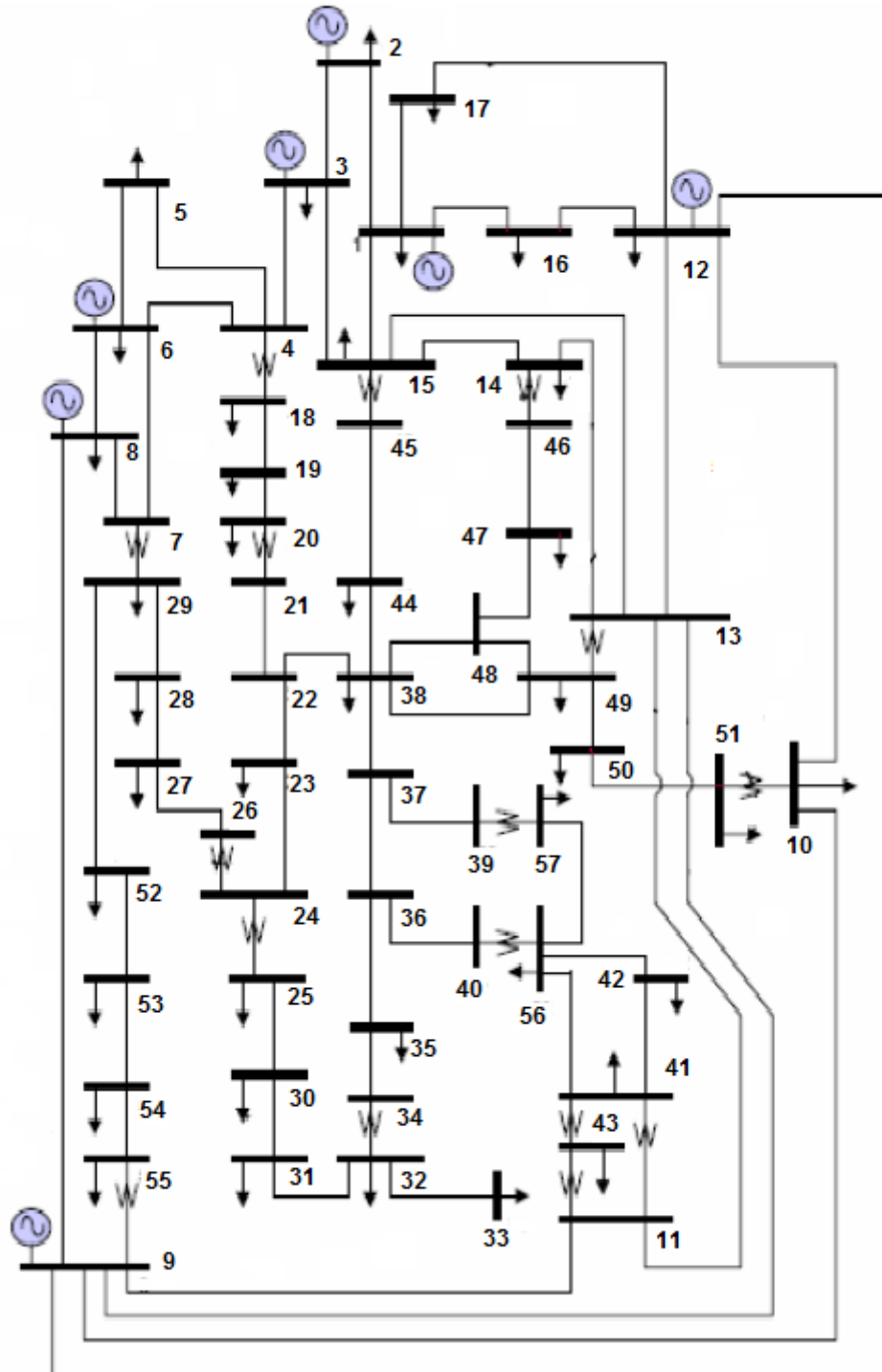


Figura 5.3: Diagrama Unifilar del sistema IEEE 57 barras.

Fuente:[25] Sciences, P., Adolfo, G., & Mora, V. (2012). *UNCERTAINTY AND STATE ESTIMATION OF POWER SYSTEM.*

IEEE 118 BUS SYSTEM DATA

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] =
case118IEEEformat ()
%CASE118      Power flow data for IEEE 118 bus test case.
%   Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%   This data was converted from IEEE Common Data Format
%   (ieee118cdf.txt) on 20-Sep-2004
%   Converted from IEEE CDF file from:
%       http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%   With baseKV data take from the PSAP format file from the same
site,
%   added manually on 10-Mar-2006.
%
%   08/25/93 UW ARCHIVE           100.0   1961 W IEEE 118 Bus Test
Case

%   MATPOWER
%   $Id: case118.m,v 1.12 2010/03/10 18:08:13 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;

%% bus data
% Bus type
%       1 - Load bus (no generation)
%       2 - Generator or plant bus
%       3 - Swing bus
%       4 - Isolated bus

%   bus_i   type   Pd   Qd   Gs   Bs   area   Vm   Va   baseKV   zone
%   Vmax   Vmin
bus = [
    1   2   51   27   0   0   1   0.955   10.67   138   1   1.06
0.94;
    2   1   20   9    0   0   1   0.971   11.22   138   1   1.06
0.94;
    3   1   39   10   0   0   1   0.968   11.56   138   1   1.06
0.94;
    4   2   39   12   0   0   1   0.998   15.28   138   1   1.06
0.94;
    5   1   0    0    0  -40  1   1.002   15.73   138   1   1.06
0.94;
    6   2   52   22   0   0   1   0.99    13      138   1   1.06
0.94;
    7   1   19   2    0   0   1   0.989   12.56   138   1   1.06
0.94;
    8   2   28   0    0   0   1   1.015   20.77   345   1   1.06
0.94;
    9   1   0    0    0   0   1   1.043   28.02   345   1   1.06
0.94;
   10   2   0    0    0   0   1   1.05    35.61   345   1   1.06
0.94;
   11   1   70   23   0   0   1   0.985   12.72   138   1   1.06
0.94;

```


12	2	47	10	0	0	1	0.99	12.2	138	1	1.06
0.94;											
13	1	34	16	0	0	1	0.968	11.35	138	1	1.06
0.94;											
14	1	14	1	0	0	1	0.984	11.5	138	1	1.06
0.94;											
15	2	90	30	0	0	1	0.97	11.23	138	1	1.06
0.94;											
16	1	25	10	0	0	1	0.984	11.91	138	1	1.06
0.94;											
17	1	11	3	0	0	1	0.995	13.74	138	1	1.06
0.94;											
18	2	60	34	0	0	1	0.973	11.53	138	1	1.06
0.94;											
19	2	45	25	0	0	1	0.963	11.05	138	1	1.06
0.94;											
20	1	18	3	0	0	1	0.958	11.93	138	1	1.06
0.94;											
21	1	14	8	0	0	1	0.959	13.52	138	1	1.06
0.94;											
22	1	10	5	0	0	1	0.97	16.08	138	1	1.06
0.94;											
23	1	7	3	0	0	1	1	21	138	1	1.06
0.94;											
24	2	13	0	0	0	1	0.992	20.89	138	1	1.06
0.94;											
25	2	0	0	0	0	1	1.05	27.93	138	1	1.06
0.94;											
26	2	0	0	0	0	1	1.015	29.71	345	1	1.06
0.94;											
27	2	71	13	0	0	1	0.968	15.35	138	1	1.06
0.94;											
28	1	17	7	0	0	1	0.962	13.62	138	1	1.06
0.94;											
29	1	24	4	0	0	1	0.963	12.63	138	1	1.06
0.94;											
30	1	0	0	0	0	1	0.968	18.79	345	1	1.06
0.94;											
31	2	43	27	0	0	1	0.967	12.75	138	1	1.06
0.94;											
32	2	59	23	0	0	1	0.964	14.8	138	1	1.06
0.94;											
33	1	23	9	0	0	1	0.972	10.63	138	1	1.06
0.94;											
34	2	59	26	0	14	1	0.986	11.3	138	1	1.06
0.94;											
35	1	33	9	0	0	1	0.981	10.87	138	1	1.06
0.94;											
36	2	31	17	0	0	1	0.98	10.87	138	1	1.06
0.94;											
37	1	0	0	0	-25	1	0.992	11.77	138	1	1.06
0.94;											
38	1	0	0	0	0	1	0.962	16.91	345	1	1.06
0.94;											
39	1	27	11	0	0	1	0.97	8.41	138	1	1.06
0.94;											
40	2	66	23	0	0	1	0.97	7.35	138	1	1.06
0.94;											
41	1	37	10	0	0	1	0.967	6.92	138	1	1.06
0.94;											

42	2	96	23	0	0	1	0.985	8.53	138	1	1.06
0.94;											
43	1	18	7	0	0	1	0.978	11.28	138	1	1.06
0.94;											
44	1	16	8	0	10	1	0.985	13.82	138	1	1.06
0.94;											
45	1	53	22	0	10	1	0.987	15.67	138	1	1.06
0.94;											
46	2	28	10	0	10	1	1.005	18.49	138	1	1.06
0.94;											
47	1	34	0	0	0	1	1.017	20.73	138	1	1.06
0.94;											
48	1	20	11	0	15	1	1.021	19.93	138	1	1.06
0.94;											
49	2	87	30	0	0	1	1.025	20.94	138	1	1.06
0.94;											
50	1	17	4	0	0	1	1.001	18.9	138	1	1.06
0.94;											
51	1	17	8	0	0	1	0.967	16.28	138	1	1.06
0.94;											
52	1	18	5	0	0	1	0.957	15.32	138	1	1.06
0.94;											
53	1	23	11	0	0	1	0.946	14.35	138	1	1.06
0.94;											
54	2	113	32	0	0	1	0.955	15.26	138	1	1.06
0.94;											
55	2	63	22	0	0	1	0.952	14.97	138	1	1.06
0.94;											
56	2	84	18	0	0	1	0.954	15.16	138	1	1.06
0.94;											
57	1	12	3	0	0	1	0.971	16.36	138	1	1.06
0.94;											
58	1	12	3	0	0	1	0.959	15.51	138	1	1.06
0.94;											
59	2	277	113	0	0	1	0.985	19.37	138	1	1.06
0.94;											
60	1	78	3	0	0	1	0.993	23.15	138	1	1.06
0.94;											
61	2	0	0	0	0	1	0.995	24.04	138	1	1.06
0.94;											
62	2	77	14	0	0	1	0.998	23.43	138	1	1.06
0.94;											
63	1	0	0	0	0	1	0.969	22.75	345	1	1.06
0.94;											
64	1	0	0	0	0	1	0.984	24.52	345	1	1.06
0.94;											
65	2	0	0	0	0	1	1.005	27.65	345	1	1.06
0.94;											
66	2	39	18	0	0	1	1.05	27.48	138	1	1.06
0.94;											
67	1	28	7	0	0	1	1.02	24.84	138	1	1.06
0.94;											
68	1	0	0	0	0	1	1.003	27.55	345	1	1.06
0.94;											
69	3	0	0	0	0	1	1.035	30	138	1	1.06
0.94;											
70	2	66	20	0	0	1	0.984	22.58	138	1	1.06
0.94;											
71	1	0	0	0	0	1	0.987	22.15	138	1	1.06
0.94;											

72	2	12	0	0	0	1	0.98	20.98	138	1	1.06
0.94;											
73	2	6	0	0	0	1	0.991	21.94	138	1	1.06
0.94;											
74	2	68	27	0	12	1	0.958	21.64	138	1	1.06
0.94;											
75	1	47	11	0	0	1	0.967	22.91	138	1	1.06
0.94;											
76	2	68	36	0	0	1	0.943	21.77	138	1	1.06
0.94;											
77	2	61	28	0	0	1	1.006	26.72	138	1	1.06
0.94;											
78	1	71	26	0	0	1	1.003	26.42	138	1	1.06
0.94;											
79	1	39	32	0	20	1	1.009	26.72	138	1	1.06
0.94;											
80	2	130	26	0	0	1	1.04	28.96	138	1	1.06
0.94;											
81	1	0	0	0	0	1	0.997	28.1	345	1	1.06
0.94;											
82	1	54	27	0	20	1	0.989	27.24	138	1	1.06
0.94;											
83	1	20	10	0	10	1	0.985	28.42	138	1	1.06
0.94;											
84	1	11	7	0	0	1	0.98	30.95	138	1	1.06
0.94;											
85	2	24	15	0	0	1	0.985	32.51	138	1	1.06
0.94;											
86	1	21	10	0	0	1	0.987	31.14	138	1	1.06
0.94;											
87	2	0	0	0	0	1	1.015	31.4	161	1	1.06
0.94;											
88	1	48	10	0	0	1	0.987	35.64	138	1	1.06
0.94;											
89	2	0	0	0	0	1	1.005	39.69	138	1	1.06
0.94;											
90	2	163	42	0	0	1	0.985	33.29	138	1	1.06
0.94;											
91	2	10	0	0	0	1	0.98	33.31	138	1	1.06
0.94;											
92	2	65	10	0	0	1	0.993	33.8	138	1	1.06
0.94;											
93	1	12	7	0	0	1	0.987	30.79	138	1	1.06
0.94;											
94	1	30	16	0	0	1	0.991	28.64	138	1	1.06
0.94;											
95	1	42	31	0	0	1	0.981	27.67	138	1	1.06
0.94;											
96	1	38	15	0	0	1	0.993	27.51	138	1	1.06
0.94;											
97	1	15	9	0	0	1	1.011	27.88	138	1	1.06
0.94;											
98	1	34	8	0	0	1	1.024	27.4	138	1	1.06
0.94;											
99	2	42	0	0	0	1	1.01	27.04	138	1	1.06
0.94;											
100	2	37	18	0	0	1	1.017	28.03	138	1	1.06
0.94;											
101	1	22	15	0	0	1	0.993	29.61	138	1	1.06
0.94;											

```

    102 1    5    3    0    0    1    0.991    32.3    138 1    1.06
0.94;
    103 2    23   16    0    0    1    1.001    24.44   138 1    1.06
0.94;
    104 2    38   25    0    0    1    0.971    21.69   138 1    1.06
0.94;
    105 2    31   26    0   20    1    0.965    20.57   138 1    1.06
0.94;
    106 1    43   16    0    0    1    0.962    20.32   138 1    1.06
0.94;
    107 2    50   12    0    6    1    0.952    17.53   138 1    1.06
0.94;
    108 1     2    1    0    0    1    0.967    19.38   138 1    1.06
0.94;
    109 1     8    3    0    0    1    0.967    18.93   138 1    1.06
0.94;
    110 2    39   30    0    6    1    0.973    18.09   138 1    1.06
0.94;
    111 2     0    0    0    0    1    0.98     19.74   138 1    1.06
0.94;
    112 2    68   13    0    0    1    0.975    14.99   138 1    1.06
0.94;
    113 2     6    0    0    0    1    0.993    13.74   138 1    1.06
0.94;
    114 1     8    3    0    0    1    0.96     14.46   138 1    1.06
0.94;
    115 1    22    7    0    0    1    0.96     14.46   138 1    1.06
0.94;
    116 2   184    0    0    0    1    1.005    27.12   138 1    1.06
0.94;
    117 1    20    8    0    0    1    0.974    10.67   138 1    1.06
0.94;
    118 1    33   15    0    0    1    0.949    21.92   138 1    1.06
0.94;
];

```

```
%% generator data
```

```

%   bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30
ramp_q apf
gen = [
    1    0    0    15   -5  0.955    100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
    4    0    0    300 -300  0.998    100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
    6    0    0    50  -13  0.99     100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
    8    0    0    300 -300  1.015    100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
   10   450  0    200 -147  1.05     100 1    550 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
   12   85    0   120 -35  0.99     100 1    185 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
   15    0    0    30  -10  0.97     100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
   18    0    0    50  -16  0.973    100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
   19    0    0    24   -8  0.962    100 1    100 0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;

```

	24	0	0	300	-300	0.992	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	25	220	0	140	-47	1.05	100	1	320	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	26	314	0	1000	-1000	1.015	100	1	414	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	27	0	0	300	-300	0.968	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	31	7	0	300	-300	0.967	100	1	107	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	32	0	0	42	-14	0.963	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	34	0	0	24	-8	0.984	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	36	0	0	24	-8	0.98	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	40	0	0	300	-300	0.97	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	42	0	0	300	-300	0.985	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	46	19	0	100	-100	1.005	100	1	119	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	49	204	0	210	-85	1.025	100	1	304	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	54	48	0	300	-300	0.955	100	1	148	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	55	0	0	23	-8	0.952	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	56	0	0	15	-8	0.954	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	59	155	0	180	-60	0.985	100	1	255	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	61	160	0	300	-100	0.995	100	1	260	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	62	0	0	20	-20	0.998	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	65	391	0	200	-67	1.005	100	1	491	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	66	392	0	200	-67	1.05	100	1	492	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	69	516.4	0	0	300	-300	1.035	100	1	805.2	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0;						
	70	0	0	32	-10	0.984	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	72	0	0	100	-100	0.98	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	73	0	0	100	-100	0.991	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	74	0	0	9	-6	0.958	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	76	0	0	23	-8	0.943	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	77	0	0	70	-20	1.006	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	80	477	0	280	-165	1.04	100	1	577	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							
	85	0	0	23	-8	0.985	100	1	100	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0;								
	87	4	0	1000	-100	1.015	100	1	104	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0;							

```

    89 607 0 300 -210 1.005 100 1 707 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    90 0 0 300 -300 0.985 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    91 0 0 100 -100 0.98 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    92 0 0 9 -3 0.99 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    99 0 0 100 -100 1.01 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    100 252 0 155 -50 1.017 100 1 352 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    103 40 0 40 -15 1.01 100 1 140 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    104 0 0 23 -8 0.971 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    105 0 0 23 -8 0.965 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    107 0 0 200 -200 0.952 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    110 0 0 23 -8 0.973 100 1 100 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
    111 36 0 1000 -100 0.98 100 1 136 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    112 0 0 1000 -100 0.975 100 1 100 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    113 0 0 200 -100 0.993 100 1 100 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
    116 0 0 1000 -1000 1.005 100 1 100 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status angmin angmax
branch = [
    1 2 0.0303 0.0999 0.0254 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    1 3 0.0129 0.0424 0.01082 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    4 5 0.00176 0.00798 0.0021 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    3 5 0.0241 0.108 0.0284 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    5 6 0.0119 0.054 0.01426 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    6 7 0.00459 0.0208 0.0055 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    8 9 0.00244 0.0305 1.162 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    8 5 0 0.0267 0 9900 0 0 0.985 0 1 -360
360;
    9 10 0.00258 0.0322 1.23 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    4 11 0.0209 0.0688 0.01748 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    5 11 0.0203 0.0682 0.01738 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
    11 12 0.00595 0.0196 0.00502 9900 0 0 0 0 1 -360
360;

```

2	12	0.0187	0.0616	0.01572	9900	0	0	0	0	1	-360	
360;	3	12	0.0484	0.16	0.0406	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	7	12	0.00862	0.034	0.00874	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	11	13	0.02225	0.0731	0.01876	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	12	14	0.0215	0.0707	0.01816	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	13	15	0.0744	0.2444	0.06268	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	14	15	0.0595	0.195	0.0502	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	12	16	0.0212	0.0834	0.0214	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	15	17	0.0132	0.0437	0.0444	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	16	17	0.0454	0.1801	0.0466	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	17	18	0.0123	0.0505	0.01298	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	18	19	0.01119	0.0493	0.01142	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	19	20	0.0252	0.117	0.0298	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	15	19	0.012	0.0394	0.0101	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	20	21	0.0183	0.0849	0.0216	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	21	22	0.0209	0.097	0.0246	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	22	23	0.0342	0.159	0.0404	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	23	24	0.0135	0.0492	0.0498	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	23	25	0.0156	0.08	0.0864	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	26	25	0	0.0382	0	9900	0	0	0.96	0	1	-360
360;	25	27	0.0318	0.163	0.1764	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	27	28	0.01913	0.0855	0.0216	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	28	29	0.0237	0.0943	0.0238	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	30	17	0	0.0388	0	9900	0	0	0.96	0	1	-360
360;	8	30	0.00431	0.0504	0.514	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	26	30	0.00799	0.086	0.908	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	17	31	0.0474	0.1563	0.0399	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	29	31	0.0108	0.0331	0.0083	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	23	32	0.0317	0.1153	0.1173	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	31	32	0.0298	0.0985	0.0251	9900	0	0	0	0	1	-360
360;												

27	32	0.0229	0.0755	0.01926	9900	0	0	0	0	1	-360	
360;	15	33	0.038	0.1244	0.03194	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	19	34	0.0752	0.247	0.0632	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	35	36	0.00224	0.0102	0.00268	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	35	37	0.011	0.0497	0.01318	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	33	37	0.0415	0.142	0.0366	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	34	36	0.00871	0.0268	0.00568	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	34	37	0.00256	0.0094	0.00984	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	38	37	0	0.0375	0	9900	0	0	0.935	0	1	-360
360;	37	39	0.0321	0.106	0.027	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	37	40	0.0593	0.168	0.042	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	30	38	0.00464	0.054	0.422	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	39	40	0.0184	0.0605	0.01552	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	40	41	0.0145	0.0487	0.01222	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	40	42	0.0555	0.183	0.0466	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	41	42	0.041	0.135	0.0344	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	43	44	0.0608	0.2454	0.06068	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	34	43	0.0413	0.1681	0.04226	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	44	45	0.0224	0.0901	0.0224	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	45	46	0.04	0.1356	0.0332	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	46	47	0.038	0.127	0.0316	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	46	48	0.0601	0.189	0.0472	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	47	49	0.0191	0.0625	0.01604	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	42	49	0.0715	0.323	0.086	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	42	49	0.0715	0.323	0.086	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	45	49	0.0684	0.186	0.0444	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	48	49	0.0179	0.0505	0.01258	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	50	0.0267	0.0752	0.01874	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	51	0.0486	0.137	0.0342	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	51	52	0.0203	0.0588	0.01396	9900	0	0	0	0	1	-360
360;												

52	53	0.0405	0.1635	0.04058	9900	0	0	0	0	1	-360	
360;	53	54	0.0263	0.122	0.031	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	54	0.073	0.289	0.0738	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	54	0.0869	0.291	0.073	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	54	55	0.0169	0.0707	0.0202	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	54	56	0.00275	0.00955	0.00732	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	55	56	0.00488	0.0151	0.00374	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	56	57	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	50	57	0.0474	0.134	0.0332	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	56	58	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	51	58	0.0255	0.0719	0.01788	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	54	59	0.0503	0.2293	0.0598	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	56	59	0.0825	0.251	0.0569	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	56	59	0.0803	0.239	0.0536	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	55	59	0.04739	0.2158	0.05646	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	59	60	0.0317	0.145	0.0376	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	59	61	0.0328	0.15	0.0388	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	60	61	0.00264	0.0135	0.01456	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	60	62	0.0123	0.0561	0.01468	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	61	62	0.00824	0.0376	0.0098	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	63	59	0	0.0386	0	9900	0	0	0.96	0	1	-360
360;	63	64	0.00172	0.02	0.216	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	64	61	0	0.0268	0	9900	0	0	0.985	0	1	-360
360;	38	65	0.00901	0.0986	1.046	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	64	65	0.00269	0.0302	0.38	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	66	0.018	0.0919	0.0248	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	66	0.018	0.0919	0.0248	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	62	66	0.0482	0.218	0.0578	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	62	67	0.0258	0.117	0.031	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	65	66	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0	1	-360
360;												

66	67	0.0224	0.1015	0.02682	9900	0	0	0	0	1	-360	
360;	65	68	0.00138	0.016	0.638	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	47	69	0.0844	0.2778	0.07092	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	49	69	0.0985	0.324	0.0828	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	68	69	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0	1	-360
360;	69	70	0.03	0.127	0.122	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	24	70	0.00221	0.4115	0.10198	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	70	71	0.00882	0.0355	0.00878	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	24	72	0.0488	0.196	0.0488	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	71	72	0.0446	0.18	0.04444	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	71	73	0.00866	0.0454	0.01178	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	70	74	0.0401	0.1323	0.03368	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	70	75	0.0428	0.141	0.036	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	69	75	0.0405	0.122	0.124	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	74	75	0.0123	0.0406	0.01034	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	76	77	0.0444	0.148	0.0368	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	69	77	0.0309	0.101	0.1038	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	75	77	0.0601	0.1999	0.04978	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	77	78	0.00376	0.0124	0.01264	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	78	79	0.00546	0.0244	0.00648	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	77	80	0.017	0.0485	0.0472	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	77	80	0.0294	0.105	0.0228	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	79	80	0.0156	0.0704	0.0187	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	68	81	0.00175	0.0202	0.808	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	81	80	0	0.037	0	9900	0	0	0.935	0	1	-360
360;	77	82	0.0298	0.0853	0.08174	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	82	83	0.0112	0.03665	0.03796	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	83	84	0.0625	0.132	0.0258	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	83	85	0.043	0.148	0.0348	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	84	85	0.0302	0.0641	0.01234	9900	0	0	0	0	1	-360
360;												

85	86	0.035	0.123	0.0276	9900	0	0	0	0	1	-360	
360;	86	87	0.02828	0.2074	0.0445	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	85	88	0.02	0.102	0.0276	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	85	89	0.0239	0.173	0.047	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	88	89	0.0139	0.0712	0.01934	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	89	90	0.0518	0.188	0.0528	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	89	90	0.0238	0.0997	0.106	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	90	91	0.0254	0.0836	0.0214	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	89	92	0.0099	0.0505	0.0548	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	89	92	0.0393	0.1581	0.0414	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	91	92	0.0387	0.1272	0.03268	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	92	93	0.0258	0.0848	0.0218	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	92	94	0.0481	0.158	0.0406	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	93	94	0.0223	0.0732	0.01876	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	94	95	0.0132	0.0434	0.0111	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	80	96	0.0356	0.182	0.0494	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	82	96	0.0162	0.053	0.0544	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	94	96	0.0269	0.0869	0.023	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	80	97	0.0183	0.0934	0.0254	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	80	98	0.0238	0.108	0.0286	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	80	99	0.0454	0.206	0.0546	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	92	100	0.0648	0.295	0.0472	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	94	100	0.0178	0.058	0.0604	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	95	96	0.0171	0.0547	0.01474	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	96	97	0.0173	0.0885	0.024	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	98	100	0.0397	0.179	0.0476	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	99	100	0.018	0.0813	0.0216	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	100	101	0.0277	0.1262	0.0328	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	92	102	0.0123	0.0559	0.01464	9900	0	0	0	0	1	-360
360;	101	102	0.0246	0.112	0.0294	9900	0	0	0	0	1	-360
360;												

```

100 103 0.016 0.0525 0.0536 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
100 104 0.0451 0.204 0.0541 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
103 104 0.0466 0.1584 0.0407 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
103 105 0.0535 0.1625 0.0408 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
100 106 0.0605 0.229 0.062 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
104 105 0.00994 0.0378 0.00986 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
105 106 0.014 0.0547 0.01434 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
105 107 0.053 0.183 0.0472 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
105 108 0.0261 0.0703 0.01844 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
106 107 0.053 0.183 0.0472 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
108 109 0.0105 0.0288 0.0076 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
103 110 0.03906 0.1813 0.0461 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
109 110 0.0278 0.0762 0.0202 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
110 111 0.022 0.0755 0.02 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
110 112 0.0247 0.064 0.062 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
17 113 0.00913 0.0301 0.00768 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
32 113 0.0615 0.203 0.0518 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
32 114 0.0135 0.0612 0.01628 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
27 115 0.0164 0.0741 0.01972 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
114 115 0.0023 0.0104 0.00276 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
68 116 0.00034 0.00405 0.164 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
12 117 0.0329 0.14 0.0358 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
75 118 0.0145 0.0481 0.01198 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
76 118 0.0164 0.0544 0.01356 9900 0 0 0 0 1 -360
360;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% area data
areas = [
1 1;
];
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
gencost = [
2 0 0 3 0.01 40 0;

```

```

2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0222222 20 0;
2 0 0 3 0.117647 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0454545 20 0;
2 0 0 3 0.0318471 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 1.42857 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.526316 20 0;
2 0 0 3 0.0490196 20 0;
2 0 0 3 0.208333 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0645161 20 0;
2 0 0 3 0.0625 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0255754 20 0;
2 0 0 3 0.0255102 20 0;
2 0 0 3 0.0193648 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0209644 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 2.5 20 0;
2 0 0 3 0.0164745 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0396825 20 0;
2 0 0 3 0.25 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.277778 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
1;

```

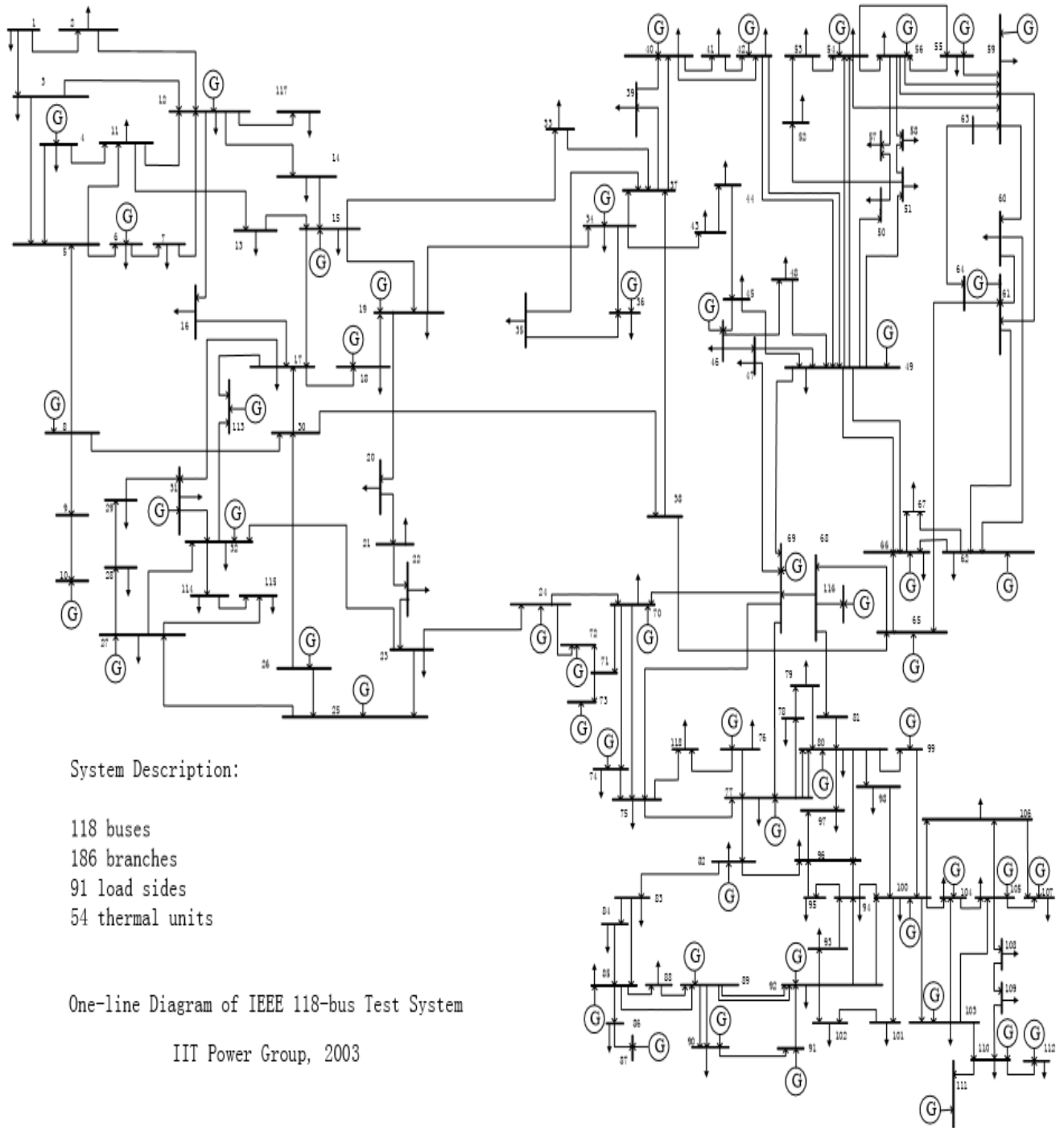


Figura A: Diagrama Unifilar del sistema IEEE 118 barras

Fuente: [26] IIT Power Group, 2003. (2003). System Description : 118 buses 186 branches 91 load sides 54 thermal units One-line Diagram of IEEE 118-bus Test System IIT Power Group , 2003, 112.

ANEXO B

RESULTADOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA IEEE.

Este apéndice muestra los sistemas de prueba IEEE utilizados en esta tesis. También enumera los conjuntos de colocación más pequeñas de PMU mínimas encontrados por el algoritmo voraz aleatorio.

IEEE 14 BUS SYSTEM DATA

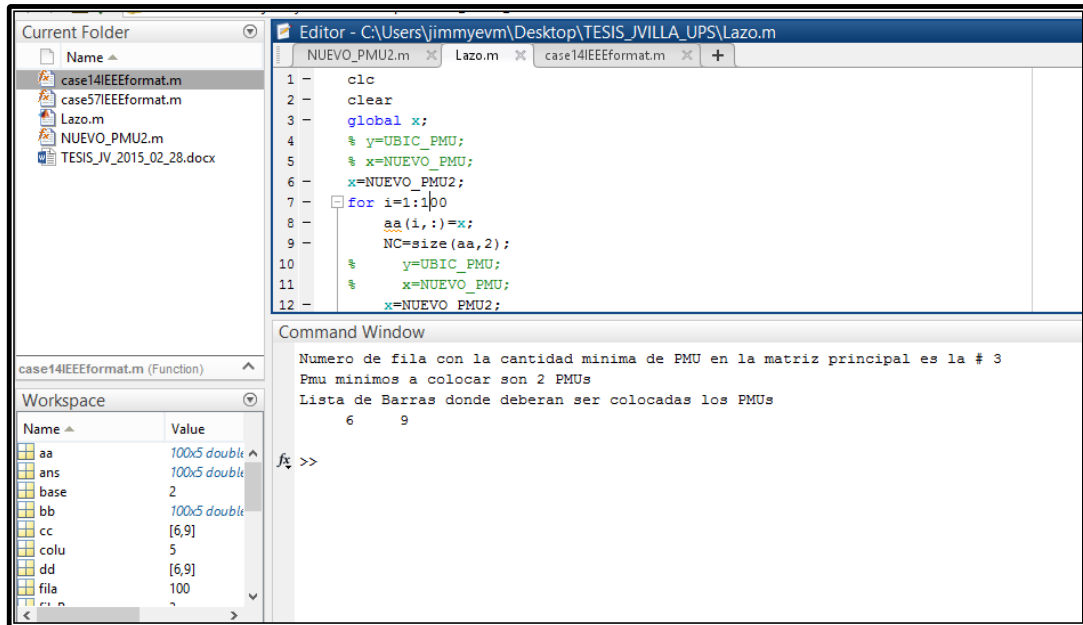


Figura B.1: Ventana de resultados del sistema IEEE 14 barras

Fuente: Autor

IEEE 30 BUS SYSTEM DATA

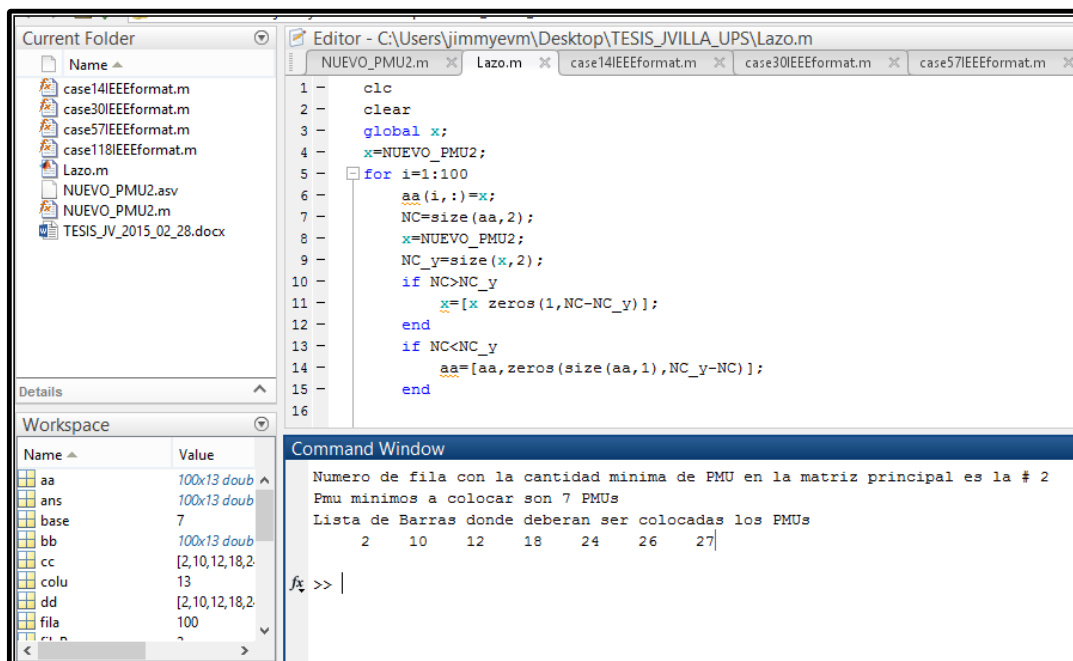


Figura B.2: Ventana de resultados del sistema IEEE 30 barras

Fuente: Autor

ANEXO C
PROGRAMA DE REDUCCION.

El siguiente programa en MatLab se traduce en un modelo de colocación como se describe en el capítulo 4

➤ NUEVO_PMU2

```
function [PMU1]=NUEVO_PMU2()
clc
clear all
% global y;
%
%=====
=====
barra = [
1 3 0 0 0 0 1 1.06 0 0 1 1.06
0.94;
2 2 21.7 12.7 0 0 1 1.045 -4.98 0 1 1.06
0.94;
3 2 94.2 19 0 0 1 1.01 -12.72 0 1 1.06
0.94;
4 1 47.8 -3.9 0 0 1 1.019 -10.33 0 1 1.06
0.94;
5 1 7.6 1.6 0 0 1 1.02 -8.78 0 1 1.06
0.94;
6 2 11.2 7.5 0 0 1 1.07 -14.22 0 1 1.06
0.94;
7 1 0 0 0 0 1 1.062 -13.37 0 1 1.06
0.94;
8 2 0 0 0 0 1 1.09 -13.36 0 1 1.06
0.94;
9 1 29.5 16.6 0 19 1 1.056 -14.94 0 1 1.06
0.94;
10 1 9 5.8 0 0 1 1.051 -15.1 0 1 1.06
0.94;
11 1 3.5 1.8 0 0 1 1.057 -14.79 0 1 1.06
0.94;
12 1 6.1 1.6 0 0 1 1.055 -15.07 0 1 1.06
0.94;
13 1 13.5 5.8 0 0 1 1.05 -15.16 0 1 1.06
0.94;
14 1 14.9 5 0 0 1 1.036 -16.04 0 1 1.06
0.94;
];

linea= [
1 2 0.01938 0.05917 0.0528 9900 1 1 1 0 1;
1 5 0.05403 0.22304 0.0492 9900 1 1 1 0 1;
2 3 0.04699 0.19797 0.0438 9900 1 1 1 0 1;
2 4 0.05811 0.17632 0.034 9900 1 1 1 0 1;
2 5 0.05695 0.17388 0.0346 9900 1 1 1 0 1;
3 4 0.06701 0.17103 0.0128 9900 1 1 1 0 1;
4 5 0.01335 0.04211 0 9900 0 1 1 1 1;
4 7 0 0.20912 0 9900 0 0 0.978 0 1;
4 9 0 0.55618 0 9900 0 0 0.969 0 1;
5 6 0 0.25202 0 9900 0 0 0.932 0 1;
6 11 0.09498 0.1989 0 9900 0 1 1 0 1;
6 12 0.12291 0.25581 0 9900 0 1 1 0 1;
6 13 0.06615 0.13027 0 9900 0 1 1 0 1;
7 8 0 0.17615 0 9900 0 0 1 1 1;
7 9 0 0.11001 0 9900 0 0 1 1 1;
```

```

    9    10    0.03181 0.0845 0        9900    0    1    1        0    1;
    9    14    0.12711 0.27038 0       9900    0    0    1        0    1;
   10    11    0.08205 0.19207 0       9900    0    0    1        0    1;
   12    13    0.22092 0.19988 0       9900    0    0    1        0    1;
   13    14    0.17093 0.34802 0       9900    0    0    1        0    1;
];

%CONTADOR DE BARRAS
[Fbarra Cbarra]=size(barra);

%CONTADOR DE LINEAS
[Flinea Clinea]=size(linea);

%INGRESO numero de barras
barraNueva=[Fbarra Fbarra];
for lectura=1:Fbarra;
    var=barra(lectura,3); %lazo que ingresa el valor de
inyecctividad en la matriz barraNueva
    if(var~=0)
        nueva=1;
    else
        nueva=0;
    end
    barraNueva(lectura,1)=lectura;
    barraNueva(lectura,2)=barra(lectura,1);
    barraNueva(lectura,3)=nueva;
end
% barraNueva % Monitoreo de datos barra nueva
%=====
%Genero matriz de barras con transformadores
Mtrafo=[0 0];
for traf=1:Flinea
    if linea(traf,3)==0
        Mtrafo(traf,1)=linea(traf,1);
        Mtrafo(traf,2)=linea(traf,2);
    end
end
% Mtrafo % Monitoreo de dato si existe o no trafo
%=====
[FFLINEA CCOLUMNA]=size(Mtrafo);
%grabo matriz con lo visualizado desde las barras del transformador
for trafoBar=1:FFLINEA
    if Mtrafo(trafoBar,1)>0
        j=2;
        for vis=1:FFLINEA
            if (Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
            if (Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,2))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
            end
            if (Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
            if (Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,2))

```

```

        j=1+j;
        Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
    end
end
end
% Mtrafo % monitoreo de datos en observabilidad en trafos
%=====

%CARGAR VALOR DE LAS BARRAS VISIBLES
for lecBarra=1:Fbarra
    i=5;
    %condicion de barras de inyeccion
    %    if (barraNueva(lecBarra,3)==1)
        %primera barra que lee cada barra es a si misma
        barraNueva(lecBarra,5)=lecBarra;
        %lazo para leer cada fila buscando cada barra
        for visible=1:Flinea;
            %busqueda y escritura de barras visualizadas desde de la
barra
                if(lecBarra==linea(visible,1))
                    i=1+i;
                    barraNueva(lecBarra,i)=linea(visible,2);
                else
                    %busqueda y escritura de barras visualizadas hacia
la barra
                        if(lecBarra==linea(visible,2))
                            i=1+i;
                            barraNueva(lecBarra,i)=linea(visible,1);
                        end
                    end
                end
            end
        end
    %    end
end
% barraNueva %Monitoreo de datos modificados con la observabilidad
de las barras (solo barras)
%=====
====
[FBN CBN]=size(barraNueva);
[FTR CTR]=size(Mtrafo);
for NB=1:FBN
    k=CBN-1;
    if (barraNueva(NB,3)==1)

        for vis=1:FTR;
            if
Mtrafo(vis,1)==barraNueva(NB,2) || Mtrafo(vis,2)==barraNueva(NB,2)
                for vis2=1:CTR
                    k=1+k;
                    barraNueva(NB,k)=Mtrafo(vis,vis2);
                end
            end
        end
    end
end
end
[Fadd Cadd]=size(barraNueva);
[FTRAFO CTRAFO]=size(Mtrafo);
for g=1:Fadd
    for h=5:Cadd
        ff=Cadd;

```

```

        for f=1:FTRAFO
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,1)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,2);
            end
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,2)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,1);
            end
        end
    end
end
% barraNueva %Monitoreo de datos de observabilidad ya adherida la
visualizacion de los trafos
%=====
%
%se mide nuevamente la filas y columnas para suprimir datos
innecesarios
%se borra las primeras 4 columnas para comparar
barraNueva2=barraNueva;
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];

% barraNueva2;%matriz solamente con las barras visibles total
[F C]=size(barraNueva2);
Matriz=barraNueva2(1,:);
N=unique(Matriz);
Alm(1,:)=N;
for k=1:F
    Alm(k,:)=N;
    NC=size(Alm,2);
    kk=k+1;
    if k<F
        Matriz=barraNueva2(kk,:);
        N=unique(Matriz);
        NC_N=size(N,2);
        if NC>NC_N
            N=[N zeros(1,NC-NC_N)];
        end
        if NC<NC_N
            Alm=[Alm,zeros(size(Alm,1),NC_N-NC)];
        end
    else
        Matriz=barraNueva2(k,:);
        N=unique(Matriz);
    end
end
end
% Alm % Monitoreo de supresión de datos de línea, dejando solo la
lista de
% observabilidad
%=====
%
%se crea la matriz total de barras
[F1 C1]=size(Alm);
barraNuevaF(:,1)=barraNueva(:,1);
barraNuevaF(:,2)=barraNueva(:,2);
barraNuevaF(:,3)=barraNueva(:,3);

```

```

barraNuevaF(:,4)=barraNueva(:,4);
for Total=1:C1
    tot1=Total+4;
    barraNuevaF(:,tot1)=Alm(:,Total);
end

barraNuevaF(:,5)=[];
% barraNuevaF;
%SE CONTABILIZA EL NUMERO DE BARRAS OBSERVABLES
%CREA MATRIZ SOLO DE BARRAS OBSERVABLES
nuevaBarra=barraNuevaF;

[actF actC]=size(nuevaBarra);
for lecBarra2=1:actF
    ii=0;
    if (nuevaBarra(lecBarra2,3)==1)
        for cuenta=1:(actC-4);
            cuentacol=cuenta+4;
            lect=nuevaBarra(lecBarra2,cuentacol);
            if (lect>0)
                ii=ii+1;
            else
                end
            end
            nuevaBarra(lecBarra2,4)=ii;
        end
    end
end
%
barraNueva=nuevaBarra;
% nuevaBarra %Monitoreo donde la 4 columna tiene contabilizado el #
de barras observadas
%=====
=====
% %FABRICO UNA MATRIZ QUE ALMACENARA INFORMACION DE LAS BARRAS YA
EVALUADAS
AA=1:Fbarra;
checkmatriz=[0 0];
finalPMU=[0 0];
%DECLARACION DE VARIABLES
y=0;
BarraEval=0;
Sumatoria=0;
BarrasCheck=0;
% barraNueva
for PMU=1:200
    PMU;
    %SE ELIGE UNA BARRA MEDIANTE UN NUMERO RANDOMICO
    %GENERO NUMERO RANDOMICO
    NumRand=randperm(Fbarra,1);
    %FUNCION PARA NO REPETIR LOS NUMEROS RANDOMICOS
    [FfPMU CfPMU]=size(checkmatriz);
    NOrand=0;%declaro variable que obtendra la suma para "repetir"
    for repite=1:CfPMU
        repet=checkmatriz(1,repite);
        if (NumRand==repet)
            NOrand=NOrand+1;
        end
    end
end

```

```

end
%CONDICION DE INYECCION
if (NOrand==0 && barraNueva(NumRand,3)==1)
    %CARGO A UNA VARIABLE EL NUMERO DE LA BARRA EVALUADA
    BarraEval=barraNueva(NumRand,2);
    %LAZO PARA LEER LAS BARRAS OBSERVABLES
    for OBS=1:barraNueva(BarraEval,4);
        x=4+OBS;
        DatoLect=barraNueva(BarraEval,x);
        checkmatriz(1,DatoLect)=DatoLect;
        checkmatriz(2,DatoLect)=1;
    end
    BarCheck=sum(checkmatriz')';
    BarrasCheck=BarCheck(2,1);
    %MATRIZ RESULTADO DE LA UBICACION DE PMU
    y=y+1;
    finalPMU(1,y)=BarraEval;
end
if(BarrasCheck>Fbarra)

    break
end
end

% barraNueva % Monitoreo
% checkmatriz %Monitoreo
% finalPMU %Monitoreo de datos resultantes con la verificacion de
que si
%          %cada barra es observada
%=====
=====
%
[FbarrasCheck CbarrasCheck]=size(checkmatriz);
for Z=1:CbarrasCheck
    if checkmatriz(2,Z)==0
        Z1=Z;
        [FbarraNueva CbarraNueva]=size(barraNueva);
        for Z2=5:CbarraNueva
            rev=barraNueva(Z,Z2);
            if rev>0 && barraNueva(rev,3)==1
                [FfinalPMU CfinalPMU]=size(finalPMU);
                Z3=CfinalPMU+1;
                finalPMU(1,Z3)=barraNueva(Z2,1);
                checkmatriz(1,Z)=Z;
                checkmatriz(2,Z)=1;
            end
        end
    end
end
end
% finalPMU
% checkmatriz %Monitoreo de observabilidad e inyeccion
UNI=unique(finalPMU);
PMU1=UNI;
end

```

➤ LAZO

```
clc
clear
global x;
x=NUEVO_PMU2;
for i=1:5000
    aa(i,:)=x;
    NC=size(aa,2);
    x=NUEVO_PMU2;
    NC_y=size(x,2);
    if NC>NC_y
        x=[x zeros(1,NC-NC_y)];
    end
    if NC<NC_y
        aa=[aa,zeros(size(aa,1),NC_y-NC)];
    end

end
aa;
[filas colu]=size(aa);
bb=[0 0];
for j=1:filas
    for k=1:colu
        if aa(j,k)>0
            bb(j,k)=1;
        else
            bb(j,k)=0;
        end
    end
end
bb;

base=999;
for m=1:filas
    %suma de cada fila
    suma1=0;
    for n=1:colu
        suma=bb(m,n);
        suma1=suma1+suma;
    end
    %busqueda de fila con menos terminos
    if suma1<base
        base=suma1;
        filasR=m;
    end
    %Exporta la fila con menos barras
    RESPUESTA=aa(filasR,:);
end
fprintf('Numero de fila con la cantidad minima de PMU en la matriz principal es la # %d \n',filasR);
cc=RESPUESTA(find(RESPUESTA>0));
dd=unique(cc);
PMUmin=length(dd);
fprintf('Pmu minimos a colocar son %d PMUs\n',PMUmin)
disp('Lista de Barras donde deberan ser colocadas los PMUs')
disp (dd)
```